

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

'Dissertação Submetida à Universidade Federal de Santa Catarina
para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica'

LUDWIG DADIER BECERRA

FLORIANÓPOLIS, ABRIL DE 1996


RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Ludwig Dadier Becerra

‘Esta dissertação foi julgada para a obtenção do título de

Mestre em Engenharia Elétrica

Área de concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica
e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-Graduação’

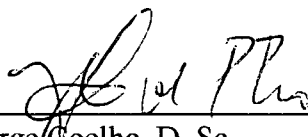


Prof. Jorge Coelho, D.Sc.
Orientador

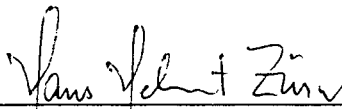


Prof. Enio Valmor Kassick, Dr.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica

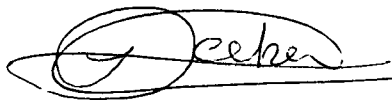
Banca examinadora



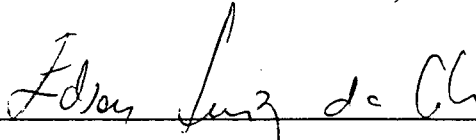
Prof. Jorge Coelho, D. Sc.
Presidente.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph. D.



Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.



Prof. Edson Luiz da Silva, D. Eng.

“A mi madre, ejemplo de
fuerza y dedicación.

Gracias por tu apoyo Concecita”

A mia irmã Fabiola,

A mias tias Isabel e Olga,

A mias primas Carla e Enith

AGRADECIMENTOS

Ao professor Jorge Coelho pela orientação e os conhecimentos transmitidos.

Aos professores Hans Helmut Zürn, Ildemar Cassana Decker e Edson da Silva pela participação da banca examinadora e pelas contribuições ao trabalho.

Aos demais professores do Departamento de Engenharia Elétrica pelos conhecimentos transmitidos ao longo do curso.

Ao amigo Marcelo Menezes Reis pela ajuda no desenvolvimento do trabalho.

Aos amigos Everton, Claudia, Silvia, Luis e Leandro pelo apoio moral, pelos bons momentos que passamos juntos e pela eterna amizade.

Aos colegas do curso, pessoal das baias e demais amigos, pelos bons momentos vividos.

“A mis amigos René, Grover y Freddy por su amistad sincera”.

Ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico - CNPq, e LABPLAN/UFSC, por viabilizarem materialmente a realização deste trabalho.

Agradeço a Deus pelas novas amizades que fiz no Brasil, sempre os lembrarei com muito carinho, obrigado por tudo.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	V
LISTA DE FIGURAS	VI
NOMENCLATURA	VIII
ABREVIATURAS	X
RESUMO	XII
ABSTRACT	XIII

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVOS	3
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1 INTRODUÇÃO	4
2.2 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	4
2.3 RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	7
2.3.1 Restabelecimento do Serviço através de Regras Heurísticas	7
2.3.2 Restabelecimento do Serviço através de Sistemas Especialistas	8
2.3.3 Restabelecimento do Serviço através de Redes Neurais	9
2.3.4 Métodos diversos	9
2.3.5 Métodos de Corte de Carga e Fluxos de Carga	11
2.4 CONCLUSÕES	12

3. RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	14
3.1 INTRODUÇÃO	14
3.2 DESCRIÇÃO DA TOPOLOGIA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	15
3.3 METODOLOGIA CSTD	16
3.3.1 Modelagem dos Componentes	17
3.3.2 Seleção dos Estados	18
3.3.3 Análise de Desempenho do Sistema	20
3.3.3.1 Processo de Identificação dos Cortes	21
3.4 METODOLOGIA PARA O RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - CSTD-R	22
3.4.1 Eventos de falha considerados pela metodologia CSTD-R	22
3.4.2 Classificação dos caminhos mínimos	24
3.4.2.1 Ordem de descontinuidade	24
3.4.2.2 Escolha dos caminhos mínimos	24
3.4.3 Modelagem da Reconfiguração do Sistema com Restrições de Carga e Restrições na Capacidade de Suprimento	25
3.4.3.1 Módulo de entrada de dados - DADOS	25
3.4.3.2 Módulo de Reconfiguração do Sistema - RECONFIG	26
3.4.3.3 Módulo de renumeração dos ramos e nós - RENUM	26
3.4.3.4 Módulo para estratificar os componentes - NÍVEIS	27
3.4.3.5 Módulo de solução do Fluxo de Carga - FLUXO	27
3.4.3.6 Módulo de Desligamento de carga - DESLIG	27
3.4.3.7 Módulo de saída de resultados - SAÍDA	28
3.4.4 Energia não Suprida (ENS)	28
3.5 MÉTODOS DE CORTE DE CARGA	30
3.5.1 Determinação da Capacidade Crítica - Método de Convergência Binária	31
3.5.2 Corte de Carga - Subestações	32
3.5.2.1 Corte de Carga Proporcional	32
3.5.3 Corte de Carga - Redes de Distribuição	32
3.5.3.1 Restabelecimento com Prioridades	33
3.5.3.2 Restabelecimento das Cargas mais Próximas	34

3.6 FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE RESTABELECIMENTO	35
3.7 CONCLUSÕES	35
4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CSTD-R	37
4.1 INTRODUÇÃO	37
4.2 SISTEMA TESTE I	38
4.2.1 Sistema de Distribuição Helênico, Grupo 5	38
4.2.2 Resultados da Aplicação da Metodologia CSTD-R	41
4.2.2.1 Falha ativa da chave CH-15 conjugada à falha passiva da linha LT-2	42
4.2.2.2 Falha ativa do chave CH- 6 conjugada à falha passiva do linha LT-11	47
4.3 SISTEMA TESTE II	49
4.3.1 Sistema de Distribuição Helênico, Grupo 1 - [12]	49
4.3.1.1 Falha ativa da chave CH-48 conjugada à Falha Passiva do transformador TR-21	52
4.4 SISTEMA TESTE III	55
4.4.1 Sistema de Distribuição modificado ligado à Barra 2 do RBTS - [29]	55
4.4.2 Resultados da Aplicação da Metodologia CSTD-R ao Sistema ligado à Barra 2 do RBTS	59
4.4.2.1 Falha ativa da linha LT-32	61
4.5 NÚMERO DE RESTABELECIMENTOS E TEMPO DE PROCESSAMENTO	63
4.6 CONCLUSÕES	67
5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES	68
5.1 CONCLUSÕES GERAIS	68
5.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	69
5.3 APLICAÇÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	70

ANEXO-I MÉTODO DA SOMA DAS CORRENTES	71
1. DESCRIÇÃO DO MÉTODO DA SOMA DAS CORRENTES	71
2. ALGORITMO DO MÉTODO DE SOMAS DAS CORRENTES	73
ANEXO-II	75
1. LISTA ADICIONAL DE CONTINGÊNCIAS - SISTEMA TESTE I	76
2. DADOS ADICIONAIS DO SISTEMA TESTE III	76
BIBLIOGRAFIA	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Dados dos componentes em pu. (Potência base 100 MVA). Sistema Teste I.	40
Tabela 4.2: Dados das barras de Carga e Geração. Sistema Teste I.	41
Tabela 4.3: Dados de Confiabilidade dos componentes . Sistema Teste I.*	41
Tabela 4.4: Lista de Contingências para os pontos de carga LP-10 e LP-19.	42
Tabela 4.5: Lista dos caminhos mínimos para o ponto de carga LP-10.	44
Tabela 4.6: Lista dos caminhos mínimos para o ponto de carga LP-19.	44
Tabela 4.7: Procedimentos de restabelecimentos considerando Falha Ativa no chave CH-15 conjugada à Falha Passiva do linha LT-2.	45
Tabela 4.8: Procedimentos de Restabelecimento apresentadas em [12] para o Sistema I. Falha Ativa da chave CH-15 conjugada à Falha Passiva da linha LT-2.	47
Tabela 4.9: Procedimentos de restabelecimento para o Sistema Teste I, considerando Falha Ativa da chave CH-6 conjugada à Falha Passiva da linha LT-11.	47
Tabela 4.10: Dados dos componentes em pu. (Potência base 100 MVA). Sistema Teste II.	50
Tabela 4.11: Dados das barras de Carga e Geração. Sistema Teste II.	51
Tabela 4.12: Lista de Contingências para o Sistema Teste II. (Falha Passiva de dois componentes).	51
Tabela 4.13: Lista de Contingências para o Sistema Teste II. (Falha Ativa conjugada à Falha Passiva).	51
Tabela 4.14: Lista de Contingências para o Sistema Teste II. (Falha Temporária conjugada à Falha Passiva).	52
Tabela 4.15: Procedimentos de restabelecimentos considerando Falha Ativa da chave CH- 48, conjugada à Falha Passiva no transformador TR-21. Sem corte de Carga.	53
Tabela 4.16: Procedimentos de restabelecimentos viáveis considerando falha ativa na chave CH-48, conjugada à falha passiva da transformador TR-21. Com corte de carga.	53
Tabela 4.17: Dados das linhas de Distribuição do Sistema Teste III.	57
Tabela 4.18: Dados dos Transformadores de Distribuição 11/0.415 kV.	57
Tabela 4.19: Dados das Barras de Carga. Sistema Teste III.	58
Tabela 4.20: Dados de Confiabilidade dos componentes. Sistema Teste III.	59

Tabela 4.21: Lista de Contingências para o Sistema Teste III.	60
Tabela 4.22: Lista de Contingências para o Sistema Teste III.	60
Tabela 4.23: Procedimentos de Restabelecimento considerando Falha Ativa do componente LT-32. Sem corte de carga.	62
Tabela 4.24: Procedimentos de Restabelecimento considerando Falha Ativa do componente LT-32. Com corte de Carga.	62
Tabela 4.25: Número de Restabelecimentos Analisados. Sistema Teste I.	63
Tabela 4.26: Número de Restabelecimentos Analisados. Sistema Teste II.	63
Tabela 4.27: Número de Restabelecimentos Analisados. Sistema Teste III.	64
Tabela 4.28: Tempos de CPU (s.).	66

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1: Topologia de um Sistema de Distribuição	16
Figura 3.2 : Modelo de operação e manutenção programada.	17
Figura 3.3 : Exemplo de cortes mínimos.	19
Figura 3.4: Energia não Suprida.	29
Figura 3.5 (a)-(e): Processo de convergência binária para determinar a capacidade crítica.	31
Figura 3.6 : Fluxograma da Metodologia CSTD-R.	34
Figura 4.1: Representação dos componentes no Grafo.	39
Figura 4.2: Sistema de Distribuição Helênico - Grupo 5.	40
Figura 4.3: Grafo do Sistema Teste I, após a Falha Ativa da chave CH-15 conjugada à Falha Passiva da linha LT-2.	43
Figura 4.4: Estado do Sistema Teste I após o Restabelecimento. Falha Ativa da chave CH-15 conjugada à Falha Passiva da Linha LT-2. (Procedimento N°2, componentes a operar CH-22 e DJ-23).	46
Figura 4.5: Estado do Sistema Teste I após o Restabelecimento. Falha Ativa da chave CH-6 conjugada à Falha Passiva da linha LT-11. (Procedimento N°2, componentes a operar CH-21 e DJ-23).	48
Figura 4.6: Sistema de Distribuição Helênico, Grupo -1.	49

Figura 4.7: Grafo do Sistema Teste II.	50
Figura 4.8 : Grafo do Sistema Teste II após o Restabelecimento. Falha Ativa da chave CH-48 conjugada à Falha Passiva do transformador TR-21. (Procedimento número 2, componentes a operar CH-63 e DJ-72).	54
Figura 4.9: Sistema de Distribuição ligado à Barra 2 do RBTS.	55
Figura 4.10: Grafo do Sistema Teste III - Modificado.	56
Figura 4.11: Estado do Sistema Teste III após o Restabelecimento. Falha Ativa na linha LT-32. (Procedimento N° 1, componente CH-111)	61
Figura 4.12: Esquema comparativo dos Restabelecimentos Analisados.	65
Figura 4.13: Comparação dos Tempos de CPU da Metodologia CSTD e CSTD-R para os três Sistemas Testes.	66
Figura 1 : Representação Monofásica do Sistema.	72
Figura 2 : Fluxograma do Método da Soma de Correntes.	74

NOMENCLATURA

λ	- Taxa de falha (falhas/ano).
λ''	- Taxa de manutenção programada (ocorrências/ano).
μ	- Taxa de reparo (reparos/ano).
μ''	- Taxa de reparo referente à manutenção programada (reparos/ano).
t_c	- Tempo de chaveamento (horas).
ENS	- Energia não Suprida (MWh).
C_i	- Corte mínimo.
r	- Duração esperada do evento de falha (horas).
P_i	- Potência máxima de ponto de carga afetado i (MW).
f_{ci}	- Fator de carga do ponto de carga afetado i .
P_{ij}	- Potência fornecida ao ponto de carga i , após a operação de chaveamento j (MW).
t_{cj}	- Tempo de chaveamento da chave j (horas).
P_T	- Potência total média fornecida às cargas desligadas quando acontece a falha (MW).
P_L	- Potência total média fornecida às cargas desligadas após as operações de chaveamento requeridas para restaurar o serviço (MW).
S_{BASE}	- Potência Base (MVA).
$z_{laço}$	- Matriz de impedância de laço.
S_{bi}	- Potência complexa do ramo de carga i (pu.).
V_i	- Tensão da barra i (pu.).

I_{bi}	- Corrente da barra i (pu.).
E_i	- Queda de tensão no ramo i (pu.).
V_S	- Tensão do nó fonte (pu.).
I_{Li}	- Corrente na seção do alimentador da malha i (pu.).
$Z_{(i-1) \cdot i}$	- Impedância do ramo i (pu.)

ABREVIATURAS

A	- Ampère.
CB	- Cabo.
CH	- Chave Seccionadora.
CST	- Confiabilidade de Sistemas de Transmissão.
CSTD	- Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição.
CSTD-R	- Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição com Restabelecimento.
DC	- Direct current (Corrente contínua).
DJ	- Disjuntor.
ELETROSUL	- Centrais Elétricas do Sul do Brasil.
FS	- Fusível.
km	- quilômetro.
kV	- kilovolt.
LG	- Ponto-fonte.
LP	- Ponto de carga.
LT	- Linha de Transmissão ou Distribuição.
MHz	- Megahertz.
MVA	- Megavolt-ampère.
MVar	- Megavolt-ampère reativo.
MW	- Megawatts.
MWh	- Megawatts hora.
N.A.	- Normalmente aberto.
Proc.	- Procedimento.
pu.	- por unidade.

- RBTS - Roy Billinton Test System.
- s. - segundo.
- TR - Transformador.

RESUMO

Neste trabalho é apresentada uma metodologia para Restabelecer o Fornecimento de Energia Elétrica em sistemas de distribuição radiais, após a ocorrência de uma falha, baseada na técnica dos caminhos mínimos, considerando restrições de sobrecarga nos componentes e restrições na capacidade de suprimento.

O Restabelecimento do Fornecimento é feito via reconfiguração da rede, utilizando os recursos de chaveamento que possui o sistema, chaves e disjuntores normalmente abertos. Caso o sistema reconfigurado venha a apresentar sobrecargas, são propostas três metodologias de corte de carga: Corte de Carga Proporcional, Restabelecimento com Prioridades e Restabelecimento das Cargas mais Próximas.

A análise das contingências em sistemas de distribuição é normalmente realizada, a partir de uma lista pré-determinada de contingências. Neste trabalho é proposta uma técnica de seleção das contingências mais críticas: em primeiro lugar são consideradas todas as contingências que são cortes mínimos, para o ponto de carga sob estudo, em segunda instância são consideradas as contingências para as quais alguns dos elementos falhados pertencem ao caminho mínimo que alimenta o ponto de carga em condições normais de operação.

A metodologia é aplicada a três sistemas teste: o Grupo 1 e Grupo 5 do Sistema de Distribuição Helênico, e o sistema modificado ligado à Barra 2 do Roy Billinton Test System.

ABSTRACT

This work presents a methodology for restoring the supply of electrical energy in radial distribution systems, after the occurrence of a failure. This methodology is based on the minimal path technique, considering constraints of overload on the components and supply capacity constraints as well.

The supply restoration is made by network reconfiguration using the switching tools of the system, switches and breakers normally open. If the restored system is still overloaded, three methodologies are proposed for solving this problem, cutting the load: proportional load cut, restoration with priorities and restoration of closer load.

The contingency analysis in distribution systems is usually performed by a contingency list previously determined. In this work, a selecting technique of the more critical contingencies is proposed. Firstly, the contingencies that are minimum cuts are considered in relation to the load point of study. Secondly, the contingencies for which some of the failed components belong to the minimum path that supplies the load point, in normal operation, are considered.

At the end of this work, the methodology is tested in three test cases, for validating: both Group 1 and Group 5 of the Hellenic distribution System, and the distribution system RBTS Bus 2.

CAPÍTULO 1.

INTRODUÇÃO

O restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição devido a alguma contingência é, ainda, muito dependente da experiência e do conhecimento que possui o engenheiro de operação do sistema de distribuição. O engenheiro de operação deve analisar e executar, em um curto período de tempo, uma série de alternativas fazendo uso dos recursos de chaveamento que possui o sistema, disjuntores normalmente abertos (N.A.), e chaves seccionadoras N.A., com o objetivo de maximizar a carga a ser restabelecida, fazendo uso dos recursos totais do sistema baseado nas condições de carga da rede.

Para auxiliar ao engenheiro de operação na tomada da decisão, foram desenvolvidas várias metodologias que permitam analisar as possíveis sequências de chaveamento para cada evento de falha, e escolher aquele procedimento que melhor satisfaz as condições de operação do sistema, com um número mínimo de operações de chaveamento.

Nesta dissertação a metodologia utilizada para restabelecer o fornecimento, do mesmo modo que a metodologia CSTD (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição), está baseada na teoria de grafos e requer o conhecimento de todos os caminhos mínimos que levam de cada ponto de carga ao ponto inicial do fornecimento.

A metodologia CSTD [5, 7, 8, 33], permite a avaliação de Sistemas de Transmissão e Distribuição, para estudos de planejamento, calculando índices que permitem comparar várias alternativas, ou diferentes políticas de operação de uma mesma configuração.

Os índices de confiabilidade calculados são: frequência das interrupções (falhas/ano), duração da interrupção (horas) e indisponibilidade total ou probabilidade de falha (horas/ano) para cada ponto de carga e para todo o sistema.

A metodologia de restabelecimento implementada, foi adicionada à metodologia CSTD, tornando-a uma ferramenta mais versátil podendo ser utilizada tanto no planejamento como na operação de sistemas de distribuição. Neste documento o resultado desta associação será denominada de CSTD-R (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição com Restabelecimento).

A metodologia CSTD-R gera uma lista de restabelecimentos para cada evento de falha analisado pelo programa de confiabilidade - CSTD, levando em conta restrições de sobrecarga nos componentes e restrições na capacidade de suprimento, quando sob contingências o sistema não tem capacidade para atender todos os pontos de carga.

Para escolher a alternativa mais adequada a metodologia CSTD-R, fornece três parâmetros de comparação: o valor da Energia não Suprida, a ordem de descontinuidade e as perdas por efeito Joule.

A confiabilidade de um sistema de distribuição, ou a continuidade, é significativamente influenciada pela habilidade para conseguir um restabelecimento rápido do serviço de energia elétrica aos consumidores e, sair rapidamente de um estado de falha a um estado de operação de emergência onde alguns componentes podem apresentar sobrecargas. Para eliminar as sobrecargas do sistema são utilizadas técnicas de corte de carga [9, 12, 14, 19, 24].

Um sistema de distribuição é normalmente dividido num subsistema de distribuição primário, formado pelos pontos que fornecem energia ao sistema, e um número de subsistemas secundários de distribuição que normalmente são operados radialmente, formado por um ponto que fornece energia ao sistema e que pertence ao sistema primário, e por um determinado número de pontos de carga. Para conseguir uma operação confiável de um sistema de distribuição, é importante restabelecer o fornecimento a todos os consumidores rapidamente, após a ocorrência de uma contingência em alguma seção do sistema. Quando uma falha acontece, são efetuados os seguintes procedimentos:

- **Isolamento da falha:** A seção falhada deve ser isolada do resto do sistema, através de abertura dos disjuntores tão rapidamente quanto seja possível.
- **Restabelecimento do serviço:** Devido ao isolamento do componente falhado, alguns componentes não falhados podem ser desligados, ficando sem energia. O serviço tem que ser restabelecido a essas seções afetadas, através do chaveamento de alguns componentes da rede, mantendo ainda a radialidade do sistema. O sistema passa a operar num estado de emergência.
- **Reparo da falha:** A seção falhada tem que ser reparada, e o tempo de reparo pode depender de vários fatores tal como a localização da falha, a disponibilidade de grupos de reparo, etc.

- **Restabelecimento ao estado normal de operação:** Uma vez que os componentes falhados são reparados, o sistema volta a seu estado normal de operação, onde todos os pontos de carga são atendidos, através de uma nova sequência de chaveamento.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem os seguintes objetivos:

- Estudar metodologias para restabelecer o fornecimento de energia elétrica após a ocorrência de uma falha, para a utilização no planejamento da operação e/ou planejamento da expansão. Maximizando as cargas restabelecidas, utilizando a capacidade total do sistema.
- Considerar restrições de sobrecarga nos componentes e restrições na capacidade de suprimento.
- Melhorar o atendimento ao usuário.
- Estudar metodologias de corte de carga.
- Devido ao elevado número de contingências que se apresentam em um sistema de distribuição, desenvolver uma técnica para selecionar aquelas contingências mais críticas.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 2 desta dissertação, é realizado um levantamento bibliográfico dos trabalhos mais significativos abordando as seguintes áreas:

- Avaliação da confiabilidade de sistemas de transmissão e distribuição.
- Restabelecimento do suprimento de energia elétrica após um evento de falha.
- Metodologias para corte de carga.
- Fluxo de potência para sistemas radiais.

No capítulo 3 é apresentada a metodologia CSTD-R (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição com Restabelecimento) desenvolvida nesta dissertação, que está baseada na teoria de grafos e requer o conhecimento de todos os caminhos mínimos que levam de cada ponto de carga ao ponto fonte. Também são estudadas três metodologias de corte de

carga: a primeira metodologia realiza um Corte de Carga Proporcional em todas as cargas desligadas pela contingência [9, 12], a segunda [14, 19, 24] é o Restabelecimento com Prioridades, que faz uma classificação das cargas em ordem de importância, e finalmente a terceira é o método de Restabelecimento das Cargas mais Próximas. Neste capítulo também é proposto uma classificação das contingências mais críticas: em primeiro lugar são consideradas as contingências que são cortes mínimos para o ponto de carga sob estudo, em segundo lugar são analisadas as contingências para as quais alguns dos componentes falhados pertencem ao caminho que alimenta ao ponto de carga em condições normais de operação. Esta classificação das contingências não foi feita em nenhum dos trabalhos anteriores, constituindo em uma contribuição ao estudo de Sistemas de Distribuição.

No capítulo 4, a metodologia CSTD-R é aplicada a três sistemas teste propostos na literatura: as subestações do sistema de distribuição Helênico denominadas de Grupo 1 e Grupo 5 [12] e o sistema de distribuição ligado à Barra 2 do RBTS (Roy Billinton Test System) [29].

No capítulo 5, são apresentadas as principais conclusões e contribuições do trabalho, juntamente com as sugestões para desenvolvimentos futuros.

E, finalmente, nos Anexos é feita uma descrição do método de Soma de Correntes [26], utilizado no cálculo do fluxo de potência e são apresentados dados adicionais dos sistemas teste.

CAPÍTULO 2.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será feito uma revisão da literatura existente acerca de: Restabelecimento do Fornecimento de Energia Elétrica em sistemas de distribuição após um evento de falha, avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição, metodologias para corte de carga, e finalmente sobre alguns modelos de fluxo de carga utilizados em sistemas de distribuição.

2.2 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Em 1975 Billinton e Grover apresentaram três importantes trabalhos [1, 2 e 3] para avaliar a confiabilidade de Sistemas de Distribuição e subestações [4]. O algoritmo desenvolvido permite a quantificação da confiabilidade através do cálculo da frequência e duração da falha para todos os pontos de carga.

Entre as características mais importantes do método utilizado, podem ser citadas:

- A seleção dos estados do sistema é feita através do método de enumeração implícita, denominada de técnica dos conjuntos de cortes mínimos.
- O critério de desempenho considerado é a continuidade do suprimento ao ponto de carga.
- São considerados os seguintes modos de falha:
 - Falha permanente ou passiva, quando é necessário o reparo para que o componente volte a operar, e que não remove de serviço componentes sãos.
 - Falha ativa, falha de algum componente que resulta na remoção do serviço de outros componentes sãos (não falhados), através da atuação da proteção.
 - Interrupção do fornecimento por manutenção programada.
- A probabilidade de ocorrência de duas falhas ativas simultâneas é desprezível.
- A probabilidade de saídas múltiplas de três ou mais elementos não são consideradas.
- Leva em conta as condições atmosféricas.

- Pode-se considerar equipamentos de proteção reais, isto é, não 100% confiáveis (graças à probabilidade de disjuntor preso).
- Possibilita o uso da medida corretiva de transferência de carga através de chaves e disjuntores normalmente abertos (N.A).
- No caso em que o sistema tiver um só ponto de carga, a metodologia determina quais os componentes que falhados causam sobrecargas em outros, forçando a cortes parciais no fornecimento de energia elétrica para eliminar as sobrecargas. Se o sistema tiver mais de um ponto de carga, será necessário processar um fluxo de potência para determinar os componentes sobrecarregados. Inclui-se a influência dos cortes parciais nos índices totais de confiabilidade.

Baseado principalmente nos trabalhos de Billinton e Grover [1- 4], no início da década do 80, os especialistas da área de planejamento da ELETROSUL, desenvolveram a metodologia CST - Confiabilidade de Sistema de Transmissão [5, 6]. Esta metodologia baseia-se na teoria dos processos de renovação independentes e, para enumeração das contingências, utiliza o critério dos conjuntos de cortes mínimos. Para a análise do desempenho usa-se o critério de continuidade de fornecimento de energia ao ponto de carga sob análise.

Os modos de falha considerados nesta metodologia são: falha passiva, falha ativa isolando o elemento falhado, falhas ativas chaveando elementos normalmente abertos (N.A), falhas por disjuntor preso, e falhas conjugadas com manutenção programada. A ocorrência de contingências múltiplas (saída de três ou mais elementos) é desprezada.

Em 1986 Oliveira [7], verificou que o CST também pode ser utilizado para o análise de sistemas de distribuição, sob algumas restrições.

Reis, em 1993 [8], estendeu a metodologia inicialmente aplicada a sistemas de transmissão também para sistemas de distribuição, considerando que a filosofia da proteção para um sistema de distribuição é diferente daquela utilizada em um sistema de transmissão.

Um sistema de transmissão por ser malhado, tem um sistema de proteção multidirecional, enquanto que os sistemas de distribuição, embora tenham esquemas de recursos de chaveamento que os torna malhados, operam de forma radial e, portanto, com um sistema de proteção na maioria das vezes unidirecional. Esta nova metodologia que inclui a filosofia

utilizada num sistema de distribuição é denominada de CSTD (Confiabilidade de Transmissão e Distribuição). Este trabalho apresenta também o tratamento das incertezas nos dados.

2.3 RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O restabelecimento do fornecimento de energia elétrica é efetuado através das mais variadas técnicas, compreendendo técnicas baseadas na teoria de grafos, regras heurísticas, sistemas especialistas e redes neurais.

2.3.1 Restabelecimento do Serviço através de Regras Heurísticas

Uma técnica que tem sido aplicada para dar uma solução ao problema do restabelecimento de potência é a busca heurística.

O espaço do problema leva em conta duas variáveis inteiras (0,1), que determinam se a chave está ligada ou desligada. Baseado neste princípio Morelato e Monticelli [15], em 1989, utilizaram um método de busca em profundidade, *depth-first*. Para direcionar na busca da solução ótima são utilizadas um conjunto de regras práticas baseadas na experiência do operador. A solução visa minimizar o índice de balanço de carga.

Taylor e Lubkeman [16], em 1990, apresentaram um conjunto de estratégias de busca heurística para reconfiguração de alimentadores sob condições normais de operação. A avaliação de todas as possíveis configurações não resulta viável devido ao elevado número delas, assim, para reduzir o número de alternativas é proposto um conjunto de procedimentos heurísticos. O método determina a construção de uma árvore de decisão para apresentar as operações de chaveamento disponíveis. Para avaliar as várias alternativas foi utilizada uma estratégia que procura a melhor árvore inicial, *best-first tree*. Para desenvolver a busca heurística em ramos, regras práticas foram formuladas para diminuir o espaço de busca a fim de se chegar à solução ótima ou próxima à ótima. As opções de chaveamento que podem resultar em sobrecargas, problemas de tensão, ou outras restrições de operação, são eliminadas do conjunto viável de soluções.

Um outro eficiente método heurístico para determinar o número mínimo de chaveamentos, que restabelece o serviço aos ramos de um alimentador de distribuição que foram isolados devido a falhas forçadas ou programadas, foi apresentado por Shirmohammandi [17], em 1992. Os ramos isolados são ligados aos alimentadores adjacentes através de chaves

normalmente abertas. Através deste procedimento o serviço é restabelecido a todos os ramos isolados a jusante da localização da falha, enquanto satisfaz as restrições de operação da rede: manter a radialidade e os limites da linha e de capacidade dos transformadores.

Paralelamente, foi apresentado outro método de busca heurística por Hsu et alii [18], em 1992, o qual faz o restabelecimento do serviço assumindo que a localização da falha é conhecida e que a zona falhada tem sido isolada. Neste trabalho não são consideradas falhas nos ramos laterais dos alimentadores. O algoritmo de busca foi implementado em linguagem C.

Devi Shusheela e Anandalingam [19], em 1995, demonstraram que a busca por largura, *breadth-first*, é mais conveniente do que a busca em profundidade, *depth-first*, utilizada por Morelato e Monticelli [15]. Para complementar o método, é utilizada uma poda com a correspondente economia de tempo, desconsiderando caminhos pouco promissores. O método encontra a estratégia que envolve o menor número de chaveamentos para restabelecer o fornecimento cumprindo com as restrições de carga estabelecidas. Se o sistema apresenta sobrecargas faz-se uma priorização das cargas.

2.3.2 Restabelecimento do Serviço através de Sistemas Especialistas

Com base na experiência do pessoal de operação (especialistas humanos) pode ser elaborado um conjunto de regras para determinar as cargas e os setores a serem restabelecidos, a transferência de carga entre alimentadores e a determinação da sequência de chaveamento. Neste sentido um sistema especialista foi implementado por Sakaguchi e Matsumoto [20], em 1983, com 16 regras para restabelecer o fornecimento a pequenos sistemas, baseado no julgamento de especialistas em operações de chaveamento.

Liu, Lee e Venkata [21], em 1988, desenvolveram um sistema especialista de ajuda operacional, para restabelecimento e redução de perdas em sistemas de distribuição equipado com 180 regras (PROLOG). Neste método, a área de saída é dividida em grupos, onde cada grupo é alimentado por um alimentador diferente, e quando acontece uma interrupção do fornecimento o grupo inteiro é transferido aos alimentadores vizinhos. A transferência de carga é feita através de um conjunto de regras baseada na reserva marginal da capacidade da linha.

Um sistema especialista equipado com 31 regras (PROLOG) foi desenvolvido por Shahnawaz et alii [22], em 1993. As restrições dos alimentadores é denominada de margem de operação, a qual é definida como sendo a diferença entre a capacidade do alimentador e a parte

desta capacidade que está sendo utilizada. As restrições dos alimentadores e as tensões nos nós terminais foram verificadas usando simples cálculos de quedas de tensão sem a necessidade de um fluxo de carga.

2.3.3 Restabelecimento do Serviço através de Redes Neurais

Hsu e Huang [23], em 1995, propuseram uma abordagem baseada em redes neurais e conjuntamente com uma metodologia para identificar a configuração do sistema foi utilizada com sucesso para restabelecer o serviço.

O método de identificação da reconfiguração considera vários planos de restabelecimento; isto é conseguido através do incremento do número de operações de chaveamento.

A rede neural utilizada é uma *multilayer feed forward*. Os nós da camada de entrada recebem sinais do meio externo que diretamente passam os sinais aos nós da próxima camada. Neste trabalho as cargas laterais da área fora de serviço e a reserva marginal do alimentador vizinho são consideradas como entradas da rede neural; na camada de saída obtém-se o estado de operação *on/off* das chaves seccionadoras.

2.3.4 Métodos diversos

Saídas forçadas e programadas são bastante frequentes nos alimentadores de um sistema de distribuição. Uma prática comum quando acontece uma falha é primeiro isolar a zona afetada do alimentador através da abertura das chaves seccionadoras. Para alimentadores de distribuição radiais, como é comumente o caso, esta operação resulta na isolamento de alguns ramos são a jusante da área afetada. Então deve-se restabelecer o serviço a esses ramos via reconfiguração da rede, o que implica a utilização de chaves normalmente abertas existentes entre os ramos isolados e os alimentadores adjacentes. Uma vez que o problema da falha é solucionado, o serviço pode ser restabelecido em todos os alimentadores, e o sistema voltará provavelmente a sua configuração original.

Castro et alii [9], em 1980, propuseram algoritmos que determinam a localização da falha e geram instruções de chaveamento baseado em técnicas de busca em árvores, utilizando tabelas de chaveamento que podem ser definidas pelo operador. Um algoritmo de busca é utilizado para transferir as cargas que são distribuídas proporcionalmente entre os alimentadores, para aliviar as sobrecargas.

Aoki et alii [10], em 1987, apresentaram um algoritmo para transferir a carga de um alimentador a outro através do chaveamento automático de chaves seccionadoras, sujeito às restrições do transformador e da capacidade da linha.

Continuando na mesma linha de pesquisa Aoki et alii [11], em 1988, desenvolveram um método no qual as cargas na área fora do serviço são transferidas aos transformadores adjacentes da área afetada, baseado em restrições de corrente e tensão.

Dialynas e Michos [12], em 1989, apresentaram uma técnica de modelagem interativa que foi desenvolvida para detectar e analisar todas as alternativas de chaveamentos disponíveis, as quais podem restabelecer o fornecimento de energia aos pontos de carga após a ocorrência de uma falha e selecionar o chaveamento mais apropriado e econômico.

A técnica está baseada na teoria de grafos e requer o conhecimento de todos os caminhos mínimos que levam de cada ponto de carga ao ponto fonte para várias condições de operação.

O restabelecimento do fornecimento de energia é obtido através dos seguintes passos:

- Detectar os componentes falhados e isolar as seções apropriadas do sistema ao abrir as chaves seccionadoras adequadas.
- Fornecer potência às seções fora de serviço não-falhadas, através do fechamento das chaves normalmente abertas.
- Restabelecer o serviço de energia num estado de operação na qual todos os pontos de carga são fornecidos através de uma rede radial.

Este método considera no máximo cinco descontinuidades no caminho mínimo, devido principalmente a que todas as chaves N.A. estão localizadas em subestações, as quais são equipadas geralmente com esquema de barra de manobra que proporcionam uma grande versatilidade de operação. Devido à localização centralizada das chaves, tem-se uma redução no tempo de chaveamento, e este tempo será menor ainda se o sistema tem facilidades de telecomando.

Todas as possíveis soluções são classificadas pelo número de chaveamentos a serem realizados. Embora esta classificação das alternativas de restabelecimento permita a seleção da ação mais econômica em termos de chaveamento, nem sempre todos os pontos de carga afetados são restabelecidos, devido principalmente às sobrecargas que podem se apresentar. Para manter o sistema dentro das margens de operação aceitáveis, diminuir-se-á a carga de cada ponto

proporcionalmente a sua magnitude até que as sobrecargas sejam eliminadas. Finalmente será selecionada a alternativa que melhor satisfaça as condições de carga do sistema com o menor número de chaveamentos.

Uma nova técnica foi apresentada por Sarma et alii [13] em 1994, onde a rede é reduzida ao se equivalenciar alguns conjuntos de nós. Assim, a rede reduzida pode ser facilmente analisada para encontrar caminhos alternativos de suprimento de potência aos pontos de carga afetados. O método procura todas as árvores chamadas de árvores de interesse, *interested trees*, que são formadas por nós correspondentes ao nó fonte e a todos os pontos de carga da rede reduzida. Cada *interested tree* forma uma possível estratégia de restabelecimento de serviço. Sugere-se que a primeira *interested tree* com menor peso, menor número de operações de chaveamento, e que satisfaz as restrições de tensão e corrente, seja adotada como procedimento para o restabelecimento.

Complementando o trabalho anterior, Sarma et alii [14] no mesmo ano, apresentaram uma metodologia para determinar o conjunto das três melhores estratégias para o restabelecimento (em ordem de prioridade) levando em conta as seguintes características:

- Mínimo número de chaveamentos.
- Perdas mínimas.
- Satisfazer as restrições de corrente e tensão.

Todas as possíveis estratégias para restabelecer o serviço aos pontos de carga afetados são determinadas pela mesma metodologia apresentada em [13], através do conceito das *interested trees*.

2.3.5 Métodos de Corte de Carga e Fluxos de Carga

Muitas vezes, o sistema reconfigurado após a contingência não satisfaz as restrições de operação e apresenta sobrecargas em alguns dos componentes da rede. Nestes casos é necessário modelar as restrições da carga.

Castro et alii [9], Dialynas e Michos [12], para manter o sistema dentro de margens de operação aceitáveis, propõem a diminuição da carga dos pontos que foram afetados pelo evento de falha proporcionalmente a suas magnitudes no instante da falha. Sarma et alii [14] fazem uma priorização das cargas, desligando em primeiro lugar as cargas de baixa prioridade.

Outro trabalho nesse sentido foi apresentado por Teo e Gooi [24], em 1994, que apresentam um sistema de restabelecimento com o objetivo de maximizar as cargas religadas após uma contingência. O método se baseia em dois algoritmos de restabelecimento, uma base de conhecimento do estado da rede e uma base de conhecimento do restabelecimento. A aquisição do conhecimento é automática, sendo efetuada através de um simulador de sistemas de distribuição. Um dos algoritmos está baseado na técnica *trace-and-cut* (deslocamento no ramo de cima para abaixo e da esquerda para a direita, ou seja, o restabelecimento das cargas é feito nessa sequência), sendo que o outro algoritmo restabelece a máxima carga baseado em um esquema de prioridades predefinido. Este sistema de restabelecimento pode ser integrado ao sistema gerenciador do sistema de distribuição.

Shusheela e Anandalingam [19], também consideram uma ordem de prioridade para ligar as cargas, por exemplo os hospitais e serviços essenciais tem um alto grau de prioridade.

Para detectar as sobrecargas nos componentes da rede na maioria dos trabalhos são utilizados fluxos de carga. Na metodologia apresentada por Shirmohammandi [17] é utilizado um fluxo de carga para redes de distribuição fracamente malhadas e utiliza técnicas para compensar a abertura dos laços através de injeções de corrente [25]. Esta metodologia é uma extensão do método de soma das correntes [26] apresentado por Lin, Huang e Huang em 1987.

Na metodologia implementada por Devi Shuseheela e Anandalingam [19], para verificar as sobrecargas no sistema, é utilizado um fluxo de carga DC.

2.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada uma descrição sucinta referente à confiabilidade de sistemas de transmissão e distribuição, em especial daqueles trabalhos que serviram de base à elaboração da Metodologia CSTD, a qual será utilizada nesta dissertação.

Do conjunto de metodologias apresentadas para restabelecer o fornecimento de energia, o trabalho apresentado por Dyalinas e Michos [12] além de apresentar bons resultados é bastante versátil, adicionalmente, do mesmo modo que o CSTD, utiliza uma técnica baseada na teoria de grafos e requer o conhecimento dos caminhos mínimos que levam de cada ponto de carga ao ponto fonte.

Do programa de confiabilidade, CSTD, disponível no Laboratório de Planejamento LABPLAN, obtém-se a lista dos caminhos mínimos para cada ponto de carga e uma lista de

contingências. Com auxílio da técnica de restabelecimento, o sistema é reconfigurado temporariamente utilizando os recursos de chaveamento que disponíveis. A finalidade é melhorar o atendimento ao usuário, diminuindo o valor da Energia não Suprida durante este período de emergência, até que os componentes falhados sejam reparados e o sistema volte a seu estado normal de operação.

Do mesmo modo que outros métodos de otimização, a técnica escolhida [38], efetua uma enumeração implícita de todos os modos de falha, elegendo (otimizando) as contingências mais críticas em relação ao critério de continuidade de atendimento. A utilização desta técnica minimiza o número de chaveamentos necessários para fechar o caminho mínimo [39].

Caso o sistema reconfigurado apresente algum componente sobrecarregado, será feito um corte de carga através de três metodologias:

- Corte de carga proporcional nas cargas desligadas [9,12].
- Restabelecimento preferencial para as cargas mais importantes (Restabelecimento com Prioridades), [14,19,24].
- Restabelecimento das cargas mais próximas ao ponto fonte, na rede reconfigurada, com a finalidade de diminuir as perdas por efeito Joule, (Restabelecimento das Cargas mais Próximas).

Para detectar os componentes sobrecarregados será utilizado o método de Soma das Correntes [26], que foi utilizado com sucesso por Gauche [31], mostrando sua robustez e rapidez. Este método é apresentado em detalhe no Anexo I.

CAPÍTULO 3.

RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 INTRODUÇÃO

A confiabilidade de um sistema de distribuição é influenciada significativamente pela capacidade do sistema de conseguir um restabelecimento rápido do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, após a ocorrência de um evento de falha, e ainda, retornar rapidamente a outro estado de operação no qual não sejam violadas as restrições de operação do sistema que possam ocasionar uma nova interrupção do fornecimento.

Para solucionar este problema propõe-se uma metodologia denominada de CSTD-R, Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Transmissão com Restabelecimento, para analisar todos os possíveis procedimentos de chaveamento para um determinado evento de falha, e escolher aquele procedimento que satisfaz melhor as condições de operação do sistema, com um número mínimo de operações de chaveamento.

A metodologia CSTD-R implementada está baseada na teoria de grafos e requer o conhecimento dos caminhos mínimos que levam cada ponto de carga ao ponto fonte [12].

A partir da metodologia CSTD [8,33], Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição, obtém-se um conjunto de caminhos e uma lista de contingências para cada ponto de carga.

Devido ao elevado número de contingências geradas pelo CSTD, é feita uma seleção das contingências mais críticas: em primeiro lugar são consideradas as contingências que são cortes mínimos para o ponto de carga sob estudo, em uma segunda instância são consideradas as contingências para as quais alguns dos componentes falhados pertencem ao caminho mínimo que alimenta o ponto de carga em condições normais de operação. Esta seleção prévia das contingências críticas não foi realizada em nenhum dos trabalhos citados nas referências o que representa uma contribuição ao estudo de sistemas de distribuição.

A metodologia CSTD-R apresenta duas variantes, na primeira delas a sua utilização é recomendada para o estudo do restabelecimento do serviço em subestações elétricas de

distribuição operadas de forma radial, onde tem preferência as soluções que diminuam mais o valor da Energia não Suprida, ENS, com um número mínimo de operações de chaveamento. Caso o sistema apresente sobrecargas, se faz necessário um corte de cargas proporcional às cargas fora de serviço [9, 12].

A segunda variante pode ser utilizada em redes de distribuição, onde os pontos de carga estão distribuídos ao longo do alimentador. Quando determinada seção do alimentador falha, as cargas desligadas são transferidas ao alimentador vizinho utilizando os recursos de chaveamento que minimizam o valor da Energia não Suprida e as perdas por efeito Joule. Se o sistema reconfigurado sobrecarrega alguns componentes, é realizado um corte de carga observando-se dois critérios. No primeiro critério, preferencialmente são ligadas as cargas mais importantes [14,19,24], e no segundo, conectadas as cargas mais próximas ao ponto fonte, com a finalidade de minimizar as perdas por efeito Joule.

3.2 DESCRIÇÃO DA TOPOLOGIA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Um sistema de distribuição, embora seja formado por um conjunto de ramos e apresente uma configuração malhada, deve operar de forma radial. Cada ramo está constituído por um conjunto de componentes em série: transformadores de potência, linhas, cabos, disjuntores, chaves seccionadoras e fusíveis, entre outros.

Cada componente é definido por seus nós extremos, um nó inicial e um nó final, onde os nós representam os pontos de interligação entre os componentes. Além disso, existem nós origem e nós terminais, representando os pontos fonte e os pontos de carga respectivamente.

Em sistemas de distribuição pode-se definir dois tipos de ramo, os ramos unidirecionais nos quais o fluxo de potência é permitido em um só sentido, e os ramos bidirecionais, onde o fluxo pode circular em ambos sentidos, dependendo do estado de operação do sistema.

Os nós e ramos devem ser enumerados. Por outra parte, para cada componente devem ser especificados seus nós final e inicial, explicitando-se, ainda, sua orientação (unidirecional ou bidirecional) e finalmente deve ser especificado seu modo de operação: normalmente aberto ou normalmente fechado.

Um sistema de distribuição está dividido em um sistema primário de distribuição e um número de subsistemas secundários de distribuição [12,13]. O sistema primário é uma rede interligada que é formada por pontos que fornecem energia a todo o sistema. Cada subsistema

secundário está ligado ao sistema primário e necessariamente deverá ter uma operação radial, embora apresente uma configuração malhada. Cada subsistema secundário está formada por um ponto fonte que fornece energia e que pertence ao sistema primário, e por um determinado número de pontos de carga, cada um deles alimentado por um único caminho.

Para facilitar a aplicação da metodologia, cada subsistema secundário pode ser dividido em duas partes claramente definidas. Uma parte é constituída pela subestação elétrica está ligada ao sistema primário, e a outra é a rede de distribuição que está ligada à subestação elétrica e tem pontos de carga distribuídos ao longo do alimentador. A topologia de um sistema de distribuição típico é apresentada na Figura 3.1.

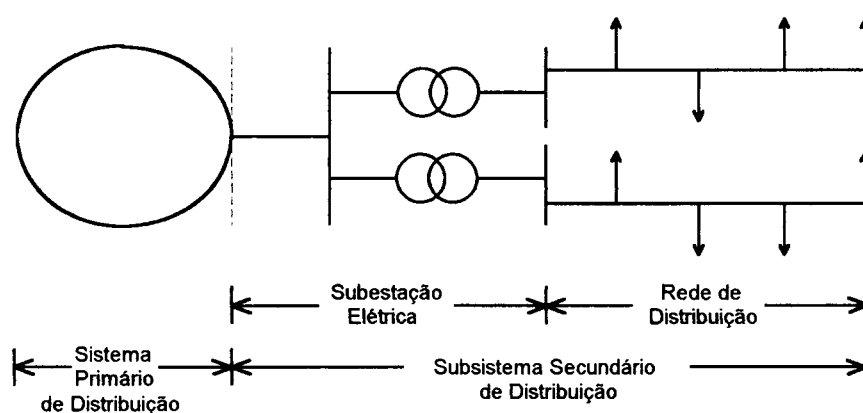


Figura 3.1: Topologia de um Sistema de Distribuição

3.3 METODOLOGIA CSTD

De um modo geral, o algoritmo para a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição, através da metodologia CSTD [8, 33, 34], consta dos seguintes passos:

- Modelagem dos componentes.
- Seleção dos estados.
- Análises do desempenho.
- Cálculo dos índices de confiabilidade.

A modelagem dos componentes está baseada na teoria dos processos de renovação independentes, que exige apenas que as distribuições de probabilidade dos tempos de falha e reparo sejam as mesmas para cada ciclo opera-falha-repara, permitindo, assim, o uso de fórmulas gerais.

A seleção dos estados é feita através de um método de enumeração implícita denominado técnicas dos conjuntos de cortes mínimos [38]. São determinados todos os conjuntos de elementos que, quando falhados, interrompem todos os caminhos entre fonte e carga.

O modelo de análise do desempenho do sistema é baseado na continuidade de fornecimento. Este modelo consiste, basicamente, em verificar se a configuração de equipamentos e condições operativas de um determinado estado do sistema permite o suprimento de energia elétrica desde um ponto fonte até o ponto de carga sob análise.

Os índices de confiabilidade calculados são: frequência da interrupção (falhas/ano), duração da interrupção (horas) e a indisponibilidade total ou probabilidade de falha (horas/ano) para cada ponto de carga e para o sistema em geral.

3.3.1 Modelagem dos Componentes

A metodologia CSTD adota o modelo de falhas proposto por Endrenyi [36], em que se distinguem três estados nos quais um componente pode ser encontrado: um estado de operação normal, outro em que o componente falhado está isolado, devido à atuação da proteção, juntamente com outros componentes não falhados e um terceiro estado em que apenas o componente que efetivamente falhou está isolado para reparo. A manutenção programada (preventiva) é considerada através de um modelo a dois estados, independentes do ciclo de falhas.

O modelo descrito acima, é apresentado a seguir:

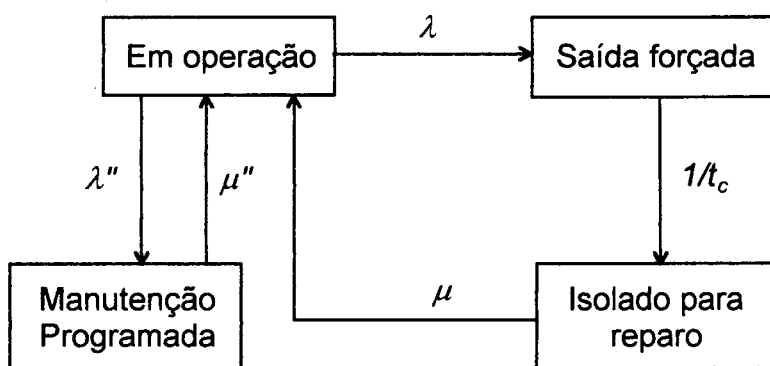


Figura 3.2 : Modelo de operação e manutenção programada.

onde:

λ : Taxa de falha (falhas/ano).

λ'' : Taxa de manutenção programada (ocorrências/ano).

μ : Taxa de reparo (reparos/ano).

μ'' : Taxa de reparo referente à manutenção programada (reparos/ano).

t_c : Tempo de chaveamento (horas).

A metodologia CSTD considera dois tipos de componentes: estáticos (linhas, transformadores, etc.) e dinâmicos (disjuntores, chaves seccionadoras, religadores, etc.). Os modos de falha considerados são:

- **Falha passiva ou permanente:** é o modo de falha de um componente que causa atuação de disjuntores somente para isolá-lo, ou seja, nenhum componente são é removido do serviço; o serviço é restaurado com o reparo ou substituição do componente falhado.
- **Falha ativa:** é o modo de falha de um componente que causa a atuação da proteção primária e pode causar a remoção de certos componentes não falhados. O componente em falha ativa é isolado e os disjuntores são manobrados, permitindo o restabelecimento do serviço em alguns ou todos os pontos de carga; o componente falhado, porém, só retornará à operação após o seu reparo ou substituição.
- **Falhas temporárias:** são falhas ativas para as quais o serviço pode ser restabelecido pelo chaveamento de elementos normalmente abertos. A sua duração será, portanto, o tempo necessário para aquele chaveamento.
- **Falha ativa com disjuntor preso:** são falhas que ocorrem da conjunção de uma falha ativa, que não é corte mínimo para nenhum dos modos de falha anteriores, com um disjuntor preso.
- **Saída por manutenção programada:** um componente está em manutenção programada e outro sofre uma falha passiva, ativa ou temporária, interrompendo o fornecimento. Esta falha só se caracteriza por um duplo evento.

3.3.2 Seleção dos Estados

O método de seleção de estados adotado pela metodologia CSTD é a técnica dos conjuntos de cortes mínimos.

A técnica dos conjuntos de corte mínimos é uma técnica que identifica todos os conjuntos de elementos que podem causar a interrupção de todos os caminhos existentes entre fontes e carga no sistema analisado.

A determinação dos corte mínimos é feita através dos caminhos mínimos entre os pontos fonte e os pontos de carga sob análise. Um caminho mínimo é um conjunto de componentes orientados ou não, que formam uma ligação entre o fonte e a carga, na direção permitida pelos componentes orientados, sem que nenhum nó do grafo seja percorrido mais de uma vez

Assim, constata-se que um corte mínimo é um conjunto de componentes do sistema que, quando falhados, causam a falha do sistema, e se qualquer um dos componentes deste corte mínimo não falha, o sistema não falhará. Por outro lado, o sistema falha se qualquer um dos cortes mínimos ocorre.

Em outras palavras, os componentes de um corte mínimo estão conectados em paralelo, enquanto que os próprios cortes mínimos (C_1 , C_2 , C_3 , C_4) estão conectados em série [32], um exemplo de corte mínimo é apresentado na Figura 3.3.

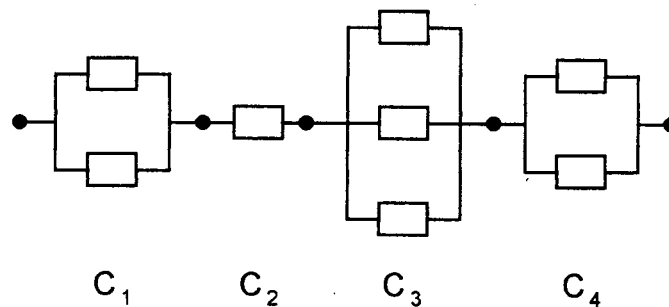


Figura 3.3 : Exemplo de cortes mínimos.

De acordo com a ordem da contingência, a metodologia CSTD simula as seguintes falhas:

- Contingências de primeira ordem:
 - Falha passiva de um componente.
 - Falha ativa de um componente.
 - Falha temporária de um componente.
- Contingências de segunda ordem:
 - Falha passiva de dois componentes.
 - Falha passiva de um componente e outro está em manutenção programada.

- Falha ativa de um componente quando outro está isolado para reparo (sofre falha passiva).
- Falha ativa de um componente quando outro está em manutenção programada.
- Falha ativa de um componente e um disjuntor ficou preso.
- Falha temporária de um componente quando outro está isolado para reparo (sofre falha passiva).
- Um componente sofre falha temporária quando outro está em manutenção programada.

Todos os cortes mínimos são mutuamente exclusivos, ou seja, a ocorrência de um implica não ocorrência de todos os outros, uma vez que ocorrendo qualquer interrupção do fornecimento sana-se a falha antes de recolocar o sistema em operação. Isto é válido para os cortes de cada modo de falha, para cortes envolvendo manutenção programada e inclusive para cortes de modos de falha diferentes.

3.3.3 Análise de Desempenho do Sistema

O critério de sucesso do sistema (e de cada ponto de carga) é o da continuidade de fornecimento. Assim, a configuração de equipamentos e condições operativas num determinado estado do sistema deve permitir o suprimento de energia elétrica desde algum ponto fonte até o ponto de carga considerado, mesmo que seja através de um único caminho mínimo.

No caso da metodologia CSTD, a análise de desempenho do sistema é implicitamente realizada quando são selecionados os possíveis estados de falha.

Assim, considerando que as falhas dos componentes são independentes:

- A confiabilidade do sistema é dada pela probabilidade de que pelo menos um caminho mínimo esteja em operação.
- A probabilidade de falha do sistema é dada pela probabilidade de falha de todos os elementos de pelo menos um corte mínimo.

Portanto, para se determinar os modos de falha do sistema, basta obter todos os seus cortes mínimos. Logo, utilizando os modelos de confiabilidade apropriados para cada um desses cortes, podem ser calculadas as contribuições de cada corte aos índices de frequência e duração das interrupções.

3.3.3.1 Processo de Identificação dos Cortes

A filosofia adotada para a identificação dos cortes mínimos baseia-se na identificação de cada modo de falha, baseada na medida corretiva necessária para o restabelecimento do serviço ao ponto de carga em questão. Assim, o processo de identificação dos cortes consiste nos seguintes passos.

- Primeiramente são identificadas as falhas passivas, as quais são recompostas somente com o reparo do componente falhado. Neste tipo de falha serão cortes mínimos as contingências que interrompem todos os caminhos mínimos possíveis, inclusive aqueles onde todos os elementos dinâmicos normalmente abertos são considerados fechados.
- A seguir, são identificadas as falhas ativas saneadas através do isolamento do componente falhado devido à atuação da proteção. Do mesmo modo que para as falhas passivas, serão cortes mínimos aquelas contingências que interrompem também todos os caminhos possíveis, somente são consideradas aquelas que ainda não foram levadas em conta no modo de falha anterior. O saneamento da falha é feito pelo isolamento do serviço apenas do componente falhado.
- Logo, são determinadas as falhas temporárias que são falhas ativas saneadas pelo chaveamento de elementos normalmente abertos. Neste caso, são cortes mínimos as contingências que interrompem todos os caminhos fechados, entendendo por caminho fechado aquele em que os componentes estão em seu estado normal de operação.
- Por último são identificadas as falhas por disjuntor preso que resultam da combinação de falhas ativas, que não são cortes mínimos para nenhum dos outros modos de falha, mais uma falha por disjuntor preso. A eliminação deste tipo de falha é feita pelo isolamento do componente falhado e/ou pelo reparo do disjuntor preso.

A influência da manutenção programada é considerada nos modos de falha passiva, ativa e temporária. A falha de um componente estando outro em manutenção programada é calculada juntamente com a contingência dupla sempre que, pelo menos, um dos componentes tenha taxa de manutenção programada.

Os resultados assim obtidos são somados para cada ponto de carga, e, logo, são montados os cortes para o sistema inteiro considerando-se somente falhas passivas e eliminando os cortes comuns a dois ou mais pontos de carga.

3.4 METODOLOGIA PARA O RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - CSTD-R

Em estudos de contingências em Sistemas de Distribuição existe a necessidade de se estabelecer uma metodologia confiável que permita restabelecer o fornecimento de energia e encontrar uma lista de sequência de chaveamentos viáveis para cada contingência. Assim, após efetuada a sequência de chaveamentos, o sistema passa a operar num estado diferente ao que se encontrava antes da ocorrência da falha, sendo necessário analisar seu desempenho nesta nova condição operacional.

O restabelecimento do serviço a cada ponto de carga pode ser conseguido através do chaveamento de componentes (disjuntores e/ou chaves seccionadoras) que estão abertos, provendo caminhos alternativos para o fornecimento de energia. Uma maneira viável e automática é obtida através do conhecimento de todos os caminhos mínimos de cada ponto de carga.

Para realizar o procedimento acima, são desenvolvidos todos os passos apresentados em detalhe a seguir.

3.4.1 Eventos de falha considerados pela metodologia CSTD-R

A metodologia CSTD gera um elevado número de contingências, que podem ser divididas em dois grupos:

- **Contingências que são cortes mínimos:** causam a interrupção do fornecimento em todos os caminhos mínimos.
- **Contingências que não são cortes mínimos:** existe continuidade em pelo menos um caminho mínimo. As contingências que formam parte deste grupo são em elevado número.

Devido a este elevado número de contingências faz-se a classificação das contingências segundo o impacto que causam na continuidade de fornecimento a um determinado ponto de

carga. Desta forma, para reduzir o esforço computacional serão analisadas as contingências denominadas de mais críticas.

Em primeira instância a metodologia CSTD-R considera as contingências que são cortes mínimos, que são as seguintes:

- Contingências de primeira ordem:
 - Falha ativa de um componente.
 - Falha temporária de um componente.
- Contingências de segunda ordem:
 - Falha ativa de um componente quando outro está isolado para reparo (sofre falha passiva).
 - Falha ativa de um componente quando outro está em manutenção programada.
 - Falha temporária de um componente quando outro está isolado para reparo (sofre falha passiva).
 - Um componente sofre falha temporária quando outro está em manutenção programada.

Estas contingências originam cortes temporários de serviço e a remoção da falha é feita através da isolação do componente falhado, no caso das falhas ativas, e através de chaveamentos dos componentes normalmente abertos, no caso das falhas temporárias. O componente falhado só retornará a operar após seu reparo ou substituição.

Nos estudos de reconfiguração, as falhas passivas de primeira e segunda ordem não são consideradas, já que a restauração do serviço para estas contingências só pode ser feita através do reparo ou substituição do próprio componente falhado.

A metodologia CSTD além das contingências que interrompem todos os caminhos a um determinado ponto de carga, (cortes mínimos), também armazena um elevado número de contingências que não são cortes mínimos.

Para diminuir o número de casos a serem analisados é efetuada uma seleção prévia, analisando em segunda instância somente aquelas falhas que afetam algum dos componentes que formam parte do caminho mínimo fechado, (caminho energizado), do ponto de carga sob análise.

Muitos dos eventos de falha que acontecem num sistema de distribuição podem afetar o fornecimento a mais de um ponto de carga, o que significa que esses pontos de carga são alimentados por um mesmo alimentador, no caso de redes de distribuição, ou estão ligados a uma mesma barra no caso de subestações.

3.4.2 Classificação dos caminhos mínimos

Os caminhos mínimos de um ponto de carga, nesta dissertação, são divididos em caminhos fechados e abertos [12] de acordo com o estado de operação dos disjuntores e chaves seccionadoras que dele formam parte.

- Um **caminho mínimo fechado** é aquele que tem todos os componentes encontram-se em operação. Cada ponto de carga tem apenas um caminho mínimo fechado que é precisamente aquele por onde a carga está sendo alimentada.
- Define-se como **caminho mínimo aberto** se, pelo menos um componente aberto, chave seccionadora ou disjuntor, está contido no caminho mínimo. Estes caminhos são utilizados no processo de restabelecimento.

3.4.2.1 Ordem de descontinuidade

A cada caminho mínimo aberto é associado uma ordem de descontinuidade, a qual indica o número de operações de chaveamentos necessário para fechar o caminho. É razoável assumir no máximo cinco operações de chaveamento, quando se está analisando uma subestação de distribuição. Descontinuidades superiores a cinco conduziriam a um aumento excessivo do tempo de restabelecimento.

Para redes de distribuição é razoável assumir um menor número de operações de chaveamento devido à localização descentralizada das chaves seccionadoras.

3.4.2.2 Escolha dos caminhos mínimos

Do conjunto de caminhos mínimos abertos disponíveis para cada ponto de carga são desconsiderados aqueles que:

- Contém um ou mais componentes falhados, significando que este caminho mínimo está também interrompido e não pode ser utilizado como alternativa de restabelecimento.

- Devido a necessidade do sistema de distribuição operar de forma radial, não são levados em conta aqueles caminhos mínimos que formam uma malha fechada no sistema. O algoritmo para determinar se o sistema é malhado ou não, é descrito em detalhes no item (3.5.2.4).

Da análise acima se obtém uma lista de possíveis sequências de chaveamento para cada evento de falha que interrompe o serviço a um determinado ponto de carga. Na maioria dos casos, um evento de falha origina a perda de continuidade de fornecimento a mais de um ponto de carga, portanto é necessário analisar todos os pontos de carga do sistema afetados pela falha, para se obter uma lista conjunta de todos as possíveis sequências de chaveamento.

Caso uma malha seja identificada, o correspondente caminho é omitido da lista de possíveis alternativas de restabelecimento.

Esta informação é de muita utilidade para os operadores do sistema porque permite identificar os disjuntores e chaves seccionadoras que devem ser operados para restabelecer o serviço aos pontos de carga afetados pela falha.

Como a cada processo de restabelecimento corresponde um número de chaveamentos necessários para fechar o caminho mínimo, cada restabelecimento será classificado de acordo com o número de operações de chaveamento, tendo preferência o procedimento de menor ordem de descontinuidade.

3.4.3 Modelagem da Reconfiguração do Sistema com Restrições de Carga e Restrições na Capacidade de Suprimento

Embora a classificação dos procedimentos de restabelecimento, (segundo a ordem de descontinuidade), permita a seleção da sequência de chaveamentos mais econômica em termos de número de chaveamentos, muitas vezes nem todas as cargas afetadas são restabelecidas. Isto ocorre devido à presença de sobrecargas em alguns componentes do sistema. Portanto existe a necessidade de modelar as restrições da carga dos componentes do sistema e de avaliar o fornecimento da carga aos pontos de carga afetados. Com esta finalidade foram implementados uma série de módulos/tarefas apresentados a seguir:

3.4.3.1 Módulo de entrada de dados - DADOS

Neste módulo é efetuada a leitura de dados utilizados no restabelecimento do sistema, onde também são incluídos os dados do fluxo de carga, que são enumerados a seguir:

- Dados dos nós: tensões e ângulos iniciais, potência ativa e reativa de cada ponto de carga.
- Dados dos ramos: Resistência e reatância das linhas de distribuição e transformadores, posição dos taps dos transformadores e potência máxima dos pontos fonte.
- O valor da potência base.

Adicionalmente deve-se também:

- Especificar através de um indicador se o componente é unidirecional ou bidirecional. Esta informação será posteriormente utilizada para orientar os componentes bidirecionais no sentido do fluxo.
- Designar através de um indicador se o componente opera normalmente aberto.

3.4.3.2 Módulo de Reconfiguração do Sistema - RECONFIG

O objetivo deste módulo é identificar a topologia da rede reconfigurada, desconsiderando os componentes falhados e levando em conta os componentes normalmente abertos, que serão utilizados para restabelecer o fornecimento.

Inicialmente todos os elementos de um vetor de incidência dos ramos são iguais a “1”, o que significa que todos os componentes estão operando normalmente. A partir dos componentes falhados, faz-se uma busca nos ramos, identificando todos aqueles componentes a jusante deste elemento. Como o sistema de distribuição possui uma característica radial, todos estes elementos a jusante do componente falhado estão desenergizados. A busca termina quando algum dos elementos a jusante pertence ao caminho mínimo aberto da alternativa analisada.

Aos componentes que ficam desligados é atribuído o valor de “0” no vetor de incidência.

A próxima etapa é identificar, para em seguida fechar, os componentes normalmente abertos que pertencem ao caminho mínimo aberto apresentado como alternativa de restabelecimento. Através deste caminho os componentes desligados não falhados são ligados novamente ao sistema. A estes componentes é atribuído o valor de “1” no vetor de incidência.

3.4.3.3 Módulo de renumeração dos ramos e nós - RENUM

Através do vetor de incidência e orientando os elementos bidirecionais no sentido do fluxo, monta-se o sistema reconfigurado. A este sistema reconfigurado corresponde uma nova

numeração de nós e componentes, já que a topologia do sistema foi alterada como consequência do desligamento de alguns elementos da rede inicial e com a inclusão dos componentes normalmente abertos.

3.4.3.4 Módulo para estratificar os componentes - NÍVEIS

Este módulo tem dois objetivos: estratificar os componentes da rede reconfigurada em níveis em relação à distância que os separa do nó de referência, e identificar se a nova topologia forma uma rede malhada ou radial.

O algoritmo utilizado é baseado numa busca em grafos, que é descrito a seguir [25,35]:

- i. Examinar os componentes e selecionar aqueles conectados ao nó raiz. Estes componentes pertencem ao primeiro nível.
- ii. Armazenar os nós finais dos componentes do nível formado. Colocar um indicador para sinalizar que estes nós já foram utilizados.
- iii. Examinar os ramos que faltam e selecionar aqueles conectados a algum dos nós finais dos componentes do nível anterior e colocá-los no nível seguinte.
- iv. Se o nó final do componente selecionado no passo iii, já foi utilizado (indicador colocado no passo ii) uma malha fechada tem sido formada, significando que o sistema já não é radial. Colocar um indicador sinalizando que a rede é malhada.
- v. Repetir os passos ii-iv até que todos os ramos tenham sido processados.

3.4.3.5 Módulo de solução do Fluxo de Carga - FLUXO

Resolve o fluxo de carga da rede reconfigurada através do método de Soma das Correntes [26], apresentada em detalhe no Anexo I. Se não houver componentes sobrecarregados nem insuficiência na capacidade de suprimento, este esquema de reconfiguração será aceito como definitivo; de outra forma um corte de carga deverá ser efetuado.

3.4.3.6 Módulo de Desligamento de carga - DESLIG

Efetua um corte de carga em todos os pontos de carga desligados, para manter o sistema dentro dos limites de operação aceitáveis e evitar uma nova falha por sobrecargas no sistema.

O algoritmo para determinar a capacidade máxima que pode ser atendida, sem originar sobrecargas, utiliza o método da convergência binária [24] detalhada no item (3.6.1).

Neste módulo também são determinadas as cargas desligadas pelo evento de falha que servirá para o cálculo da Energia não Suprida (ENS). Supõe-se que as contingências duplas ocorrem simultaneamente, desta forma é considerada a condição mais desfavorável.

3.4.3.7 Módulo de saída de resultados - SAÍDA

O relatório final apresenta os valores dos fluxos de carga no sistema após o restabelecimento, o valor da carga fornecida a cada ponto de carga afetado, a sequência de chaveamento, perda por efeito Joule e Energia não Suprida. Estes dados são armazenados para analisar posteriormente o mérito de cada sequência de chaveamento..

3.4.4 Energia não Suprida (ENS)

Para calcular a energia não suprida é necessário determinar o tempo esperado da duração da falha, que será igual ao tempo de reparo ou substituição do componente, e o tempo necessário para que o sistema volte a operar num outro estado diferente ao que se encontrava antes da ocorrência da falha. Este tempo inclui o tempo gasto desde o instante que acontece o evento de falha até que toda a sequência de chaveamentos seja completada. Depende também do tempo requerido para isolar os componentes falhados, das facilidades existentes para as operações de chaveamento e da importância atribuída a um ponto de carga em particular.

Se o processo de chaveamento em um sistema de distribuição é realizado utilizando as facilidades do telecomando, é razoável assumir que cada operação de restabelecimento seja efetuada em um curto período de tempo, apresentando uma variação mínima no tempo qualquer que seja a sequência de chaveamento.

Entretanto, se as operações de chaveamento são feitas manualmente, o tempo necessário para que o sistema volte a operar num outro estado diferente ao que se encontrava no momento anterior à falha depende também da localização das chaves seccionadoras e do tempo que se leva para chegar a essa chave para efetuar o chaveamento. Neste caso a cada chave seccionadora está associada um tempo de chaveamento que representa o tempo necessário para operá-la.

Levando em conta estas considerações, é possível adicionar um novo parâmetro que auxiliará no processo de toma de decisão, denominado de “Energia não Suprida” [12]. Agora a

cada processo de restabelecimento estará associada a ordem de descontinuidade e o valor da Energia não Suprida, para cada ponto de carga afetado pelo evento de falha que é calculada através da Equação 3.1.

$$ENS = \sum_{i=1}^n P_i \cdot f_{ci} \cdot r - \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n P_{ij} \cdot (t_{cj+1} - t_{cj}) \cdot f_{ci} \quad (3.1)$$

onde:

ENS : Energia não Suprida, (MWh).

P_i : Potência máxima do ponto de carga afetado i , (MW).

f_{ci} : Fator de carga do ponto de carga afetado i .

r : Duração esperada do evento de falha, que será igual ao tempo de reparo, substituição ou manutenção do componente, (horas).

n : Número total de pontos de carga afetados.

m : Número total de operações de chaveamento.

P_{ij} : Potência fornecida ao ponto de carga i , após a operação de chaveamento j , (MW).

t_{cj} : Tempo de chaveamento da chave j , (horas). Para $(t_{cj+1} = r)$.

Os processos de restabelecimento serão classificados, em primeiro lugar, de acordo com a energia não suprida, e depois em função do número de chaveamentos necessários para fechar o caminho, e ordem de descontinuidade. Entre os processos com igual número de chaveamentos e igual ENS terão preferência aqueles com menores perdas por efeito Joule.

Devido a não se dispor de dados precisos do tempo de chaveamento de cada componente, considerar-se-á um tempo total para toda sequência de chaveamento. Desta forma a Equação 3.1 pode ser escrita de uma forma mais simples:

$$ENS = P_T \cdot r - P_L(r - t_c) \quad (3.2)$$

onde:

P_T : Soma das potências médias dos pontos de cargas desligados quando acontece a falha (MW).

P_L : Potência total média fornecida às cargas desligadas após as operações de chaveamento requeridas para restaurar o serviço (MW).

t_c : Tempo necessário para restabelecer o fornecimento (horas).

Para melhor compreender o ganho obtido no valor da Energia não Suprida quando é efetuado o processo de restabelecimento, é apresentado a Figura 3.4.

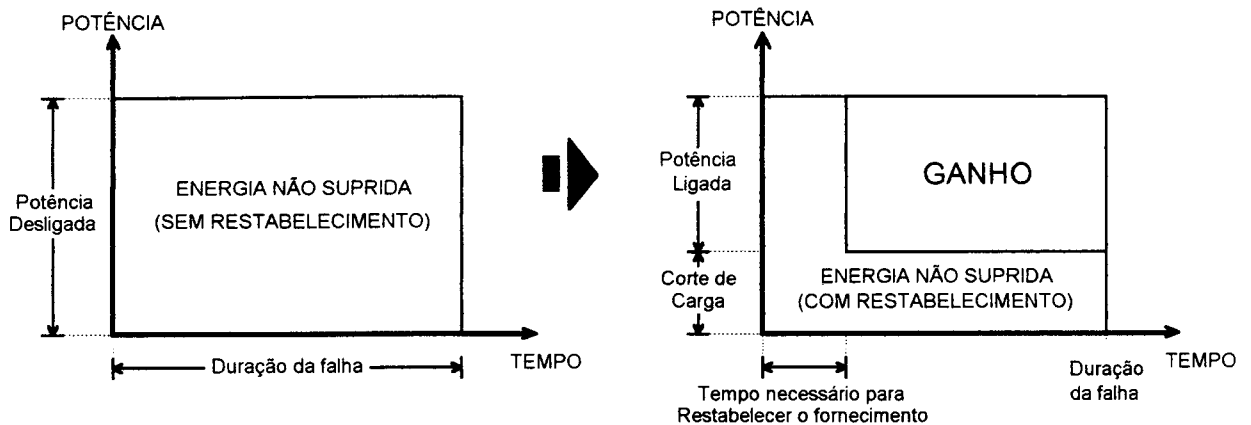


Figura 3.4: Energia não Suprida.

3.5 MÉTODOS DE CORTE DE CARGA

O restabelecimento do fornecimento de energia elétrica devido à ocorrência de alguma contingência, tem por objetivo maximizar a carga restaurável usando diferentes considerações para efetuar o corte de carga.

O restabelecimento do serviço para falhas que afetam uma grande parte da rede de distribuição pode ser bastante complexo e consumir muito tempo de simulação, sendo que erros de operação das chaves durante este processo podem levar a um novo corte de carga.

Portanto existe a necessidade da utilização de metodologias de corte de carga [9, 12, 14, 19, 24], que darão um apoio na tomada da decisão, para melhorar a continuidade de suprimento de energia e restabelecer o fornecimento o mais rapidamente possível.

Serão utilizadas três metodologias: a primeira delas faz um Corte de Carga Proporcional, as cargas desligadas, a segunda restabelece as cargas segundo a sua importância dentro do sistema, Restabelecimento com Prioridades, e a terceira faz o Restabelecimento das Cargas mais Próximas. O primeiro destes procedimentos é mais adequado para subestações elétricas, e os dois últimos para redes de distribuição.

Para a aplicação de alguma das metodologias citadas é necessário calcular previamente o valor da capacidade crítica do sistema reconfigurado.

3.5.1 Determinação da Capacidade Crítica - Método de Convergência Binária

A capacidade crítica é definida como a potência máxima que pode ser fornecida às cargas desligadas sem causar sobrecargas em nenhum componente da rede e, evitando dessa forma a ocorrência de um novo evento de falha, desta vez devido a sobrecargas. A potência dos pontos de carga poderá descer a um valor menor ou igual à capacidade crítica antes de se efetuar a sequência de chaveamento.

Como este é um processo iterativo, é necessário especificar um valor inicial da capacidade crítica, que é fornecido pelo valor médio de domínio, cujo limite inferior é igual a “zero” e o limite superior é igual à carga total desligada, como mostra a Figura 3.5 (a).

Uma carga igual a este valor de capacidade crítica é ligada ao sistema em substituição das cargas desligadas e, através do fluxo de carga, verificar se existem componentes sobrecarregados. Se é detectado algum componente sobrecarregado significa que a capacidade crítica é menor do que este valor estimado e, assim, o limite superior do domínio deve ser diminuído ao valor estimado. De outra forma, se não ocorrem componentes sobrecarregados, a capacidade crítica é maior do que o valor estimado, e o limite inferior do domínio deve ser elevado ao valor estimado como na Figura 3.5 (b).

No seguinte passo determina-se uma nova capacidade crítica ao considerar o valor médio do novo domínio. O processo é repetido por contínuos encurtamentos do domínio, Figura 3.5 (c)-(e). O processo termina quando o valor estimado não causa sobrecargas e a diferença absoluta entre o valor estimado e o limite inferior do domínio está dentro uma tolerância de convergência predefinida. Um valor de 1% para a tolerância é aceitável.

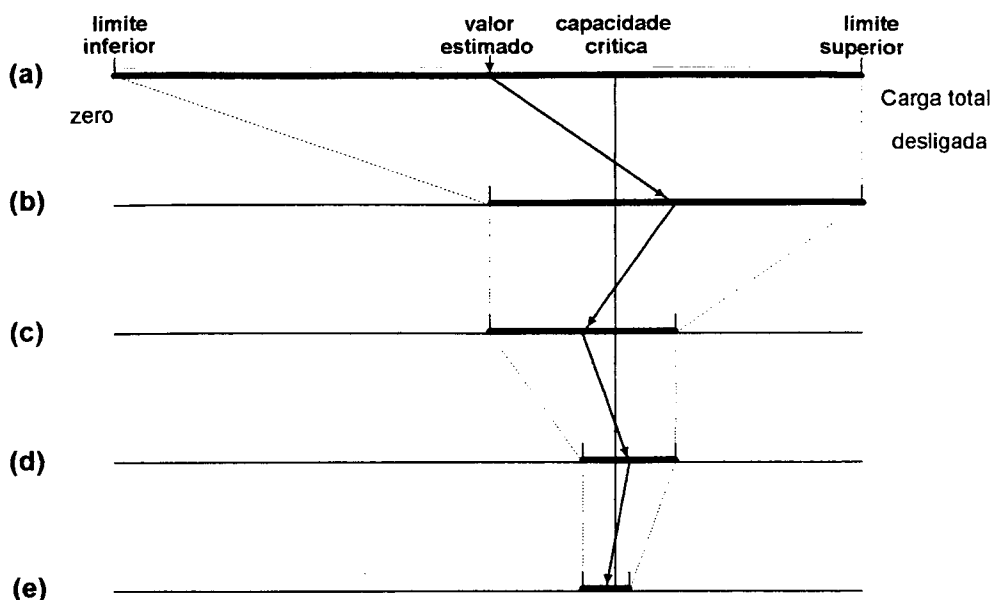


Figura 3.5 (a)-(e): Processo de convergência binária para determinar a capacidade crítica.

3.5.2 Corte de Carga - Subestações

3.5.2.1 Corte de Carga Proporcional

Para determinar o corte de carga em subestações, resulta apropriado utilizar um desligamento de carga proporcional em todos os pontos de carga afetados pela falha [9, 12].

O método de convergência binária é utilizada com uma pequena variante: o domínio inicial é definido entre “zero” como limite inferior, e “um” como limite superior, e a capacidade crítica recebe o nome de “fator crítico”.

O valor inicial do fator crítico está dado pelo valor médio do domínio que seria igual a 0,5, o qual multiplica a soma das potências das cargas desligadas. O processo de convergência binária determina o valor do fator crítico que multiplicará o valor da cargas desligadas, dando como resultado a potência máxima permitida para cada ponto de carga.

3.5.3 Corte de Carga - Redes de Distribuição

Uma rede de distribuição está formada por uma subestação, da qual derivam um ou mais alimentadores primários que fornecem energia a determinadas zonas separadas uma das outras por chaves normalmente abertas.

Cada zona é uma unidade básica que contém um determinado número de consumidores distribuídos ao longo do alimentador. Se acontece uma falha em algum ramo do alimentador

principal, todas as cargas que estão sendo alimentadas saem fora de serviço por atuação da proteção principal (disjuntor). Como resultado, muitos componentes são (não falhados) ficam desenergizados. As cargas desligadas devem ser transferidas aos alimentadores vizinhos fazendo uso das chaves N.A.

A metodologia utilizada é idêntica à apresentada para subestações, com uma única variante, agora o corte de carga deve ser efetuado desligando pontos de carga específicos.

O primeiro procedimento recomendado é denominado de Restabelecimento com Prioridades, ligando preferencialmente as cargas mais importantes. A hierarquização de cada ponto de carga deve ser definida no arquivo de dados de entrada. O segundo método é o algoritmo de Restabelecimento dos Ramos que liga preferencialmente as cargas mais próximas ao nó fonte, considerando a nova topologia da rede, visando diminuir as perdas por efeito Joule.

Estas duas metodologias de corte de carga são apresentadas em detalhe a seguir.

3.5.3.1 Restabelecimento com Prioridades

O Restabelecimento com Prioridades está relacionado com o restabelecimento preferencial de cargas classificadas como mais importantes. Neste sentido, é calculado o valor da capacidade crítica usando o método da convergência binária.

O restabelecimento com prioridades assume que para cada barra na rede é estabelecido um grau de prioridade, o qual reflete a importância desta carga. O grau de prioridade pode ser algum número de 1 a n , em um esquema de prioridades de n -níveis. Uma zona desenergizada pode estar formada por uma combinação de cargas de diferentes níveis de prioridade. Se a carga total numa zona desenergizada é maior que a capacidade crítica, então serão ligadas preferencialmente as cargas de maior importância, nível de prioridade igual a “1”, escolhendo entre elas a de maior potência, seguindo pela próxima maior carga no mesmo grupo de prioridade. Quando todas as cargas no grupo de maior prioridade são esgotadas, o restabelecimento continuará com as cargas do próximo grupo de prioridade, nível de prioridade igual a “2”, iniciando-se pela de maior potência.

Após o restabelecimento de cada ponto de carga, verificar se a soma das potências das cargas restabelecidas até esse instante não ultrapassa o valor da capacidade crítica. Se a adição de alguma carga causa violação das restrições de operação, esta carga será desligada, mas o processo continuará tentando ligar as cargas restantes mesmo que sejam de menor prioridade.

O processo terminará quando a carga de menor potência do último nível de prioridade é verificada pelo algoritmo.

3.5.3.2 Restabelecimento das Cargas mais Próximas

O algoritmo de Restabelecimento das Cargas mais Próximas visa restabelecer preferencialmente os pontos de carga mais próximos ao ponto fonte. Desta forma procura-se diminuir as perdas por efeito Joule incrementadas principalmente pelas cargas mais distantes do ponto fonte.

Tomando como referência o nível de cada um dos componentes com relação ao ponto fonte, se estabelece uma sequência de restabelecimento. Aqueles componentes que estão ligados ao nó fonte terão um nível igual a “1”, os componentes ligados aos elementos de nível “1” terão um nível igual a “2” e assim por diante. O processo de restabelecimento é iniciado com qualquer carga de menor nível localizada mais perto do ponto fonte. Após a ligação de uma nova carga é verificado se o valor da capacidade crítica é superado; se a soma das cargas ligadas é menor do que a capacidade crítica, esta carga será restaurada.

Se durante o processo de restabelecimento uma determinada carga não satisfaz as restrições, este ponto de carga será desligado mas a barra permanece ligada ao sistema para permitir o restabelecimento das cargas a jusante. O algoritmo tentará o restabelecimento de todos os pontos de carga, começando pelos pontos de menor nível e terminando com as de nível maior (mais distantes) para poder apresentar uma solução final que satisfaça as restrições.

Este método de restabelecimento liga preferencialmente as cargas mais próximas ao nó fonte com a finalidade de reduzir as perdas, ao passo que o algoritmo de Restabelecimento com Prioridades liga primeiro as cargas de maior prioridade, independente da localização da barra. O método de Restabelecimento com Prioridades resolve o problema de restaurar barras de elevada prioridade localizadas no final do ramo enquanto neste procedimento, barras de baixa prioridade são ligadas a montante.

3.6 FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE RESTABELECIMENTO

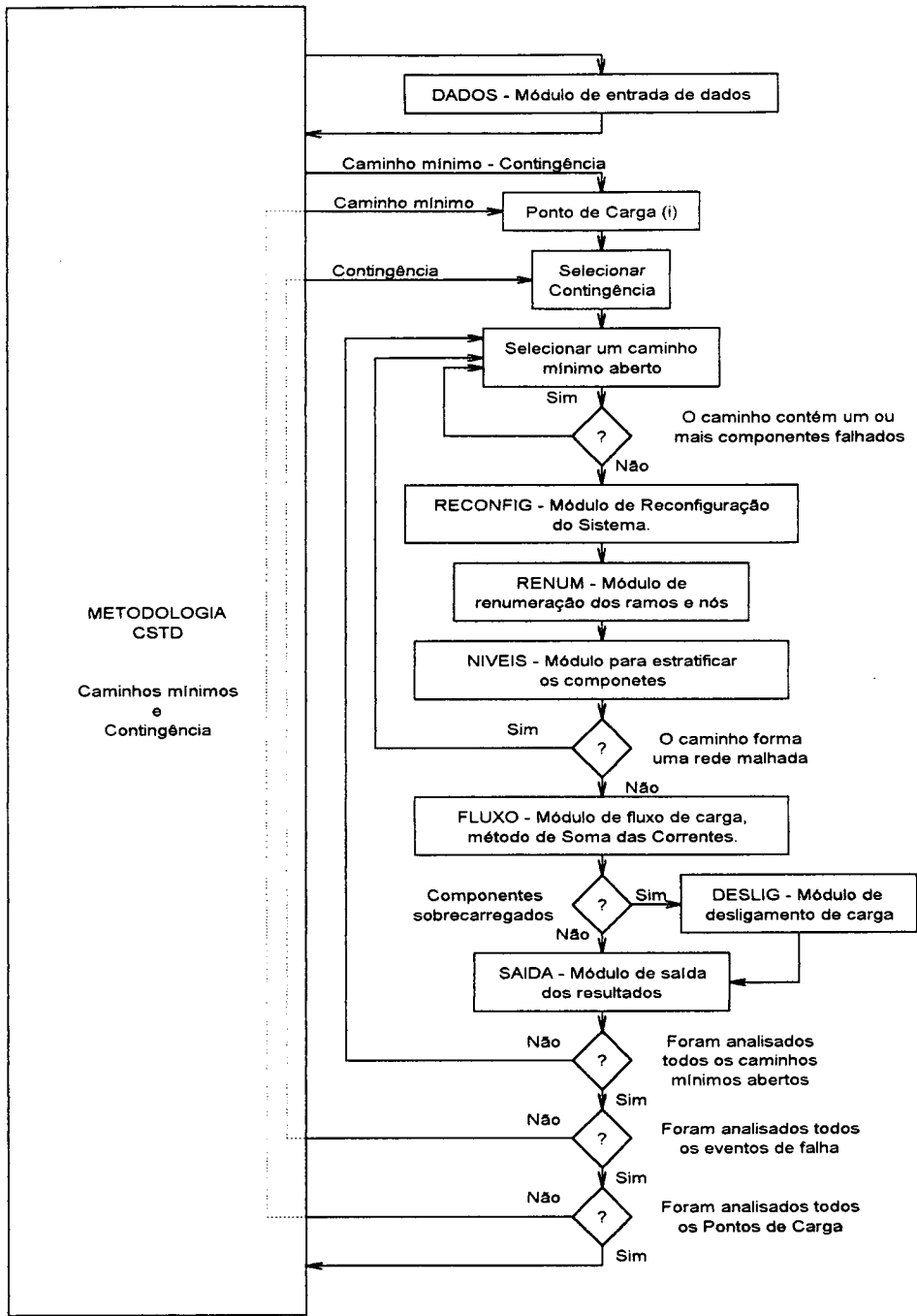


Figura 3.6 : Fluxograma da Metodologia CSTD-R.

3.7 CONCLUSÕES

A metodologia de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica apresentada, CSTD-R (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição com Restabelecimento), permite a determinação de um conjunto de sequências de chaveamentos para as contingências simuladas pela Metodologia CSTD - Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição.

Devido ao elevado número de contingências simuladas pelo programa de confiabilidade, faz-se uma seleção das contingências mais críticas, para cada ponto de carga. A seleção das contingências críticas não foi efetuada em nenhum dos trabalhos anteriores, constituindo assim numa contribuição ao estudo de Sistemas de Distribuição.

A escolha da sequência de chaveamentos mais adequada para uma determinada contingência é auxiliada por três parâmetros fornecidos pelo programa:

- Energia não Suprida.
- Ordem de Descontinuidade.
- Perdas por efeito Joule.

Também pode ser incluído um outro fator de análise que ao igual que as perdas por efeito Joule são obtidas do fluxo de carga, que é o perfil de tensões, nestas circunstâncias terão prioridade aquelas sequência de chaveamento que apresentem um melhor perfil de tensões.

A metodologia apresentada pode ser utilizada tanto em subestações de distribuição como em redes de distribuição, variando unicamente a filosofia para desligar as cargas excedentes, caso o sistema apresente sobrecargas.

Pode-se também apontar que o método de Corte de carga Proporcional é utilizado preferencialmente em subestações elétricas e os algoritmos de Restabelecimento das Cargas mais Próximas e Restabelecimento com prioridades em redes de distribuição..

O algoritmo de Restabelecimento das Cargas mais Próximas restabelece preferencialmente as cargas mais próximas ao nó fonte com a finalidade de reduzir as Perdas Joule, ao passo que o algoritmo de Restabelecimento com Prioridades liga primeiro as cargas de maior prioridade, independente da localização da barra. O método de Restabelecimento com Prioridades resolve o problema de restaurar barras de elevada prioridade localizadas no final do ramo enquanto no outro, barras de baixa prioridade são ligadas a montante.

CAPÍTULO 4.

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CSTD-R

4.1 INTRODUÇÃO

No capítulo 3 foi apresentada uma metodologia para detectar todos os procedimentos de restabelecimentos disponíveis, após a ocorrência de uma contingência, e selecionar a mais adequada economicamente. Esta metodologia requer o conhecimento de todos os caminhos mínimos dos pontos de carga ao ponto fonte.

A lista de contingências e os caminhos mínimos para cada ponto de carga são fornecidos pela metodologia CSTD. A partir de uma análise inicial das alternativas de restabelecimento são abandonadas aquelas alternativas, caminhos mínimos abertos, que contém um ou mais componentes falhados e as alternativas que tornam o sistema malhado, diminuindo consideravelmente o número de contingências viáveis. Este procedimento pode ser utilizado tanto em subestações como em redes de distribuição, desde que o sistema opere de forma radial.

Quando a metodologia é aplicada a subestações elétricas, fornece uma lista de sequências de chaveamento viáveis, o valor da Energia não Suprida, a ordem de descontinuidade e as perdas por efeito Joule. Dentro do conjunto de soluções viáveis terão prioridade aquelas soluções que diminuam o valor da Energia não Suprida de modo mais significativo e tenham uma menor ordem de descontinuidade, nesta ordem de importância. Quando o sistema reconfigurado tem componentes sobrecarregados é efetuada uma redução da carga proporcional a todos os pontos de carga afetados pelo evento de falha.

As redes de distribuição possuem características diferentes com relação às subestações, pois apresentam uma menor quantidade de chaves seccionadoras localizadas em diversos pontos da rede de distribuição, em outras palavras as chaves não estão centralizadas o que dificulta o processo de restabelecimento. Neste caso serão analisados o intercâmbio de carga entre os alimentadores e, quando acontece uma falha em algum deles os pontos de carga do alimentador falhado são transferidas para o alimentador não falhado. De igual forma é calculado o valor da Energia não Suprida, se o sistema após o restabelecimento apresentar componentes sobrecarregados, far-se-á desligamento de alguns pontos de carga, tantos quantos forem necessários para eliminar as sobrecargas, de acordo com dois critérios: o primeiro deles que liga

prioritariamente os pontos de carga mais importantes (Restabelecimento com Prioridades), e outro que liga as cargas localizadas mais perto do ponto fonte (Restabelecimento das Cargas mais Próximas).

Os três métodos de corte de carga podem ser utilizados indistintamente em Subestações e Redes de Distribuição, mas resulta operacionalmente mais adequado utilizar o método de Corte de Carga Proporcional em Subestações e outros dois em Redes de Distribuição.

Serão analisados três sistemas teste: as subestações do sistema Helênico denominados de Grupo 5 e Grupo 1, e o sistema modificado ligado à Barra - 2 do RBTS (Roy Billinton Test System).

4.2 SISTEMA TESTE I

4.2.1 Sistema de Distribuição Helênico, Grupo 5

O sistema urbano de distribuição Helênico 150/20 kV, [12], devido às características apresentadas, é ideal para aplicar a metodologia proposta. Este sistema está formado por 9 subestações que tem um esquema de dupla barra e uma subestação que utiliza um esquema de barra simples no lado de 150 kV e esquemas de barras simples no lado de 20 kV.

O Sistema Helênico está formado por 200 ramos, 493 componentes e 116 nós, 63 dos quais são barras. O sistema de barras está dividido em cinco grupos de barras coordenadas. O estado dos disjuntores e chaves seccionadoras do sistema define uma configuração operacional para o sistema de transmissão que possui sete pontos fontes e doze ramos, e dezessete subsistemas de distribuição. Esta é a configuração recomendada sob o ponto de vista da operação, onde cada ponto de carga é alimentado através de um único transformador ligado a uma seção da barra de 150 kV. Entretanto, na operação em tempo real, esta configuração é dinâmica e pode ser alterada através do câmbio de estado dos disjuntores e chaves seccionadoras, de acordo com os esquemas de intertravamento existentes nas subestações e as práticas operacionais do sistema. Para tal configuração, um transformador ou uma seção de barra da subestação primária pode fornecer energia a mais de um ponto de carga.

Os cinco grupos de barras coordenadas que formam parte do sistema Helênico denominados de Grupo 1, Grupo 2, Grupo 3, Grupo 4 e Grupo 5 podem ser analisados independentemente.

Com o objetivo de facilitar a visualização, os sistemas serão representados através de um grafo. Com a finalidade de exemplificar a representação dos componentes no grafo é apresentada a Figura 4.1.

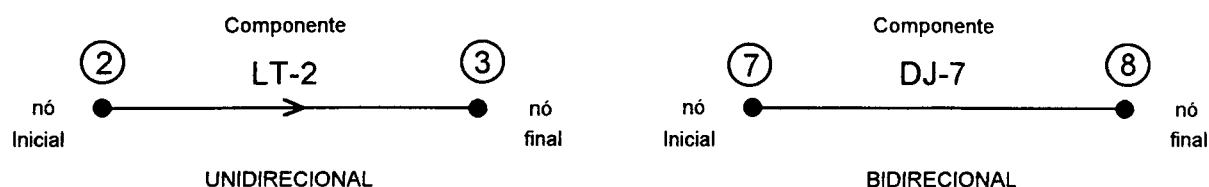


Figura 4.1 : Representação dos componentes no Grafo.

Assim, cada componente que forma parte do sistema recebe um nome específico, onde as primeiras duas letras indicam o tipo de componente, seguido do número do componente. Além disso cada componente está definido pelo seu nó inicial e seu nó final.

A abreviatura utilizada para definir cada tipo de componente é a seguinte:

DJ = disjuntor, LT = linha, CB = cabo, CH = chave seccionadora, TR = transformador, FS = Fusível.

Entre os componentes existem alguns que são bidirecionais e outros unidirecionais, sendo que para os elementos unidirecionais, adicionalmente é colocada uma seta indicando o sentido do fluxo. A ausência da seta significa que o componente é bidirecional.

O subsistema secundário do sistema de distribuição Helênico denominado de Grupo 5, apresentado na Figura 4.2, é um sistema que opera radialmente, sendo formado por dois pontos de carga LP-10 e LP-19. Cada um destes pontos de carga podem ser supridos, em condições normais de operação, pelas fontes LG-1 e LG-2. Tem dois níveis de tensão 150 e 20 kV: no lado de 150 kV há um esquema de barra dupla e no lado de 20 kV há um esquema de barra simples.

O grafo do Sistema Teste I, Grupo 5, é mostrado em detalhe na Figura 4.2.

- Os componentes LT-2 e LT-11 são linhas de 150 kV.
- O componentes CB-3 e CB-12 são cabos de 150 kV.
- Os disjuntores de 150 kV são DJ-1, DJ-4, DJ-7, DJ-10, DJ-13, e DJ-16.
- Os disjuntores de 20 kV são DJ-9 e DJ-18.
- As chaves seccionadoras de 150 kV são CH-5, CH-6, CH-14 e CH-15.

- O sistema possui um conjunto de componentes normalmente abertos, chaves seccionadoras CH-19, CH-20, CH-21 e CH-22 de 150 kV, um disjuntor DJ-23 de 150 kV e DJ-24 de 20 kV que liga os pontos de carga LP-10 e LP-19.
- Os componentes DJ-23 e DJ-24 são definidos como bidirecionais.
- Os componentes TR-8 e TR-17 são transformadores de 150/20 kV.

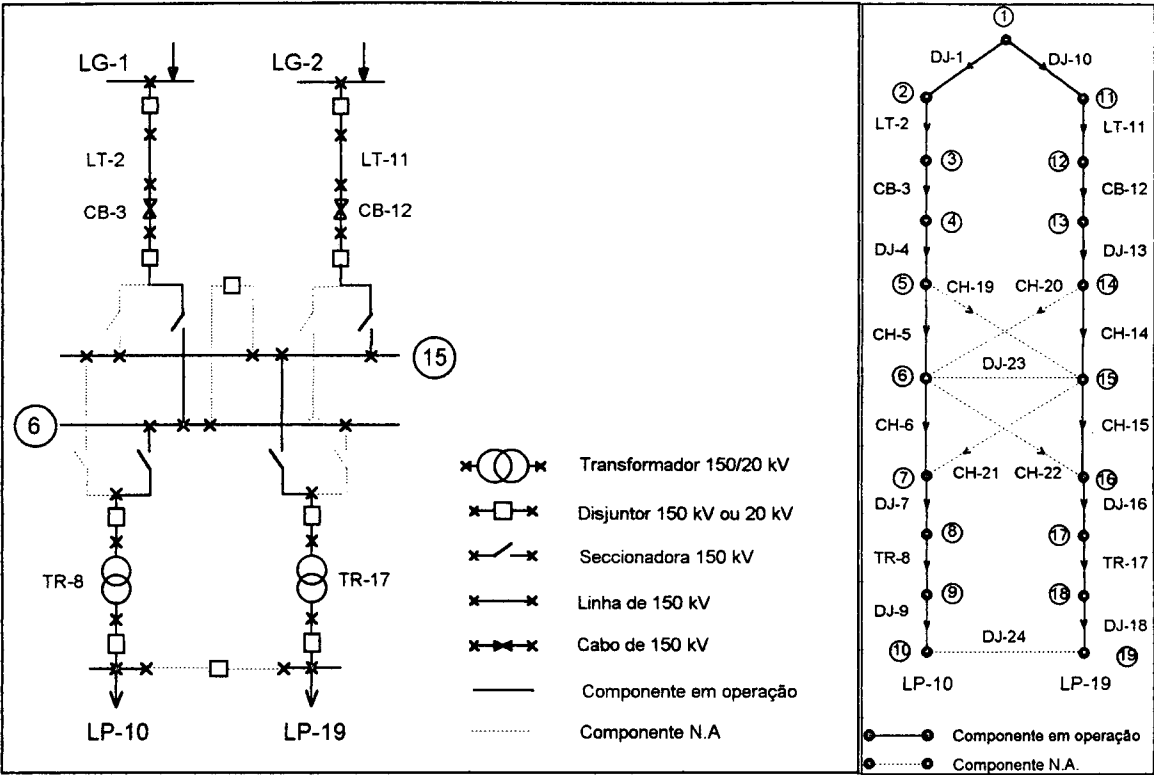


Figura 4.2: Sistema de Distribuição Helênico - Grupo 5.

Os dados dos componentes, barras de carga e dados da capacidade de suprimento são apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2. A posição do tap dos transformadores TR-8 e TR-17 é considerada igual a 0,95 para o primeiro exemplo e 1,00 para o segundo.

Tabela 4.1: Dados dos componentes em pu. (Potência base 100 MVA). Sistema Teste I.

Componente	Resistência (pu.)	Reatância (pu.)	Capacidade (MVA)	Comprimento (km)
LT-2	0,00173	0,00696	202	4,0
CB-3	0,00238	0,00788	200	11,0
TR-8	0,00370	0,22200	100	-
LT-11	0,00311	0,01253	202	7,2
CB-12	0,00090	0,00273	200	3,7
TR-17	0,00370	0,22200	100	-

Tabela 4.2: Dados das barras de Carga e Geração. Sistema Teste I.

Número da Barra		Potência Média	
		Ativa (MW)	Reativa (MVar)
LG-1	Geração	48,3	15,9
LG-2	Geração	123,3	40,5
LP-10	Carga	44,4	14,6
LP-19	Carga	67,5	22,2

Para o cálculo dos índices de confiabilidade algumas simplificações foram feitas:

- Todos os disjuntores são considerados 100% confiáveis (não há falhas por disjuntor preso).
- Os barramentos de 150 e 20 kV são considerados 100% confiáveis.
- Não é considerada a manutenção programada em nenhum componente.

Os dados de Confiabilidade são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Dados de Confiabilidade dos componentes . Sistema Teste I.*

Componente	Taxa de falha passiva (falhas/ano)	Duração média da falha (horas)	Taxa de falha ativa (falhas/ano)	Tempo para isolamento (horas)
Linha 150 kV.**	0,0650	5,0	0,0650	1,0
Cabo 150 kV.**	0,0400	30,0	0,0400	3,0
Transformador 150/20 kV.	0,0100	200,0	0,0100	1,0
Chave Seccionadora 150 kV.	0,0300	6,0	0,0300	2,0

(*) Os dados de confiabilidade das linhas, cabos e transformadores, foram baseados nos dados de [27] e as chaves seccionadoras foram baseados em [28].

(**) As taxas de falha ativa e passiva estão dadas em (falhas/ano-km).

4.2.2 Resultados da Aplicação da Metodologia CSTD-R

Foram consideradas as falhas ativas e temporárias de até segunda ordem. Para cada ponto de carga LP-10 e LP-19 a metodologia CSTD detectou:

- cinco falhas passivas, que não serão analisadas pois o restabelecimento do serviço somente pode ser efetuado através do reparo de algum dos componentes falhados.

- vinte falhas ativas conjugadas à falhas passivas.
- e seis falhas temporárias conjugadas à falhas passivas.

Observar que para este caso em particular ocorre simetria e a lista de contingências para ambos pontos de carga é idêntica. A lista das contingências é apresentada na Tabela 4.4, lembrando que somente estão listadas as falhas que são cortes mínimos pois interrompem o fornecimento em todos os caminhos mínimos.

Estas contingências são denominadas de “mais críticas”. Contudo, esta lista pode ser acrescida de outras falhas apontadas por especialistas (operadores) da subestação. No Anexo II é apresentada uma lista adicional de contingências, formada pelas falhas que afetam algum dos componentes que formam parte do caminho mínimo fechado do ponto de carga sob estudo.

Tabela 4.4: Lista de Contingências para os pontos de carga LP-10 e LP-19.

Lista de Contingência obtidas do CSTD			
Falha Passiva de dois componentes	Falha ativa conjugada à Falha Passiva		Falha Temporária conjugada à Falha Passiva
2-11	14-2	5-11	11-5
2-12	15-2	6-11	12-5
3-11	14-3	5-12	17-6
3-12	15-3	6-12	2-14
8-17	14-5	5-14	3-14
	15-5	6-14	8-15
	14-6	5-15	
	15-6	6-15	
	14-8	5-17	
	15-8	6-17	

Dentre todas as contingências, serão analisados alguns casos: falha ativa da chave CH-15 conjugada à falha passiva da linha LT-2 e falha ativa do componente CH-6 conjugada à falha passiva da linha LT-11.

4.2.2.1 Falha ativa da Chave CH-15 conjugada à falha passiva da Linha LT-2

Este evento de falha é comum para ambos pontos de carga, isto é, a ocorrência desta falha deixa sem fornecimento de energia aos pontos de carga LP-10 e LP-19. O tempo de duração da falha ativa, tempo necessário para o isolamento do componente CH-15 é de 2 horas. A linha LT-2, que sofre uma falha passiva, só voltará a operar depois de concluído o reparo de

duração de 5 horas. O grafo do Sistema Teste I, para quando acontece esta contingência é apresentado na Figura 4.3.

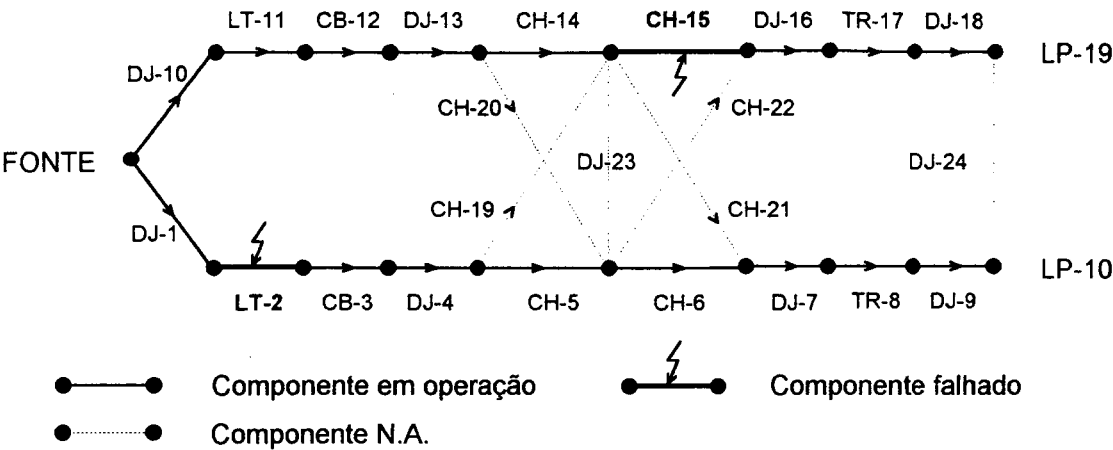


Figura 4.3 : Grafo do Sistema Teste I, após a Falha Ativa da chave CH-15 conjugada à Falha Passiva da linha LT-2.

A lista de caminhos mínimos dos pontos de carga LP-10 e LP-19 são apresentadas nas Tabelas 4.5 e 4.6 respectivamente, onde os componentes em destaque são os componentes N.A. Cada ponto de carga dispõe de dezesseis caminhos mínimos dos quais o primeiro deles está fechado, que é por onde é alimentado o correspondente ponto de carga em condições normais de operação, e os restantes estão abertos.

Os caminhos mínimos abertos serão analisados como possíveis alternativas para efetuar o restabelecimento de energia, através do fechamento de um ou mais componentes N.A.

Para o ponto de carga LP-10, dentre os quinze caminhos abertos, nove deles contêm ao menos um dos componentes falhados analisados, que são as trajetórias (2, 6-11, 15 e 16), e os caminhos (12, 13 e 14) tornam o sistema malhado, restando os caminhos (3, 4 e 5) como possíveis alternativas de restabelecimento.

Deve-se observar que ao se adotar a filosofia das trajetórias mínimas, é feita uma otimização implícita de número de chaveamentos, evitando aqueles caminhos que por si sós formam um sistema malhado.

O ponto de carga LP-19 também apresenta quinze caminhos mínimos, dos quais nove contém ao menos um componente falhado, trajetórias (2-5, 11-15), um único caminho torna a rede malhada, trajetória (16), e os cinco restantes podem ser analisados como alternativas de chaveamento (6-10).

Tabela 4.5 : Lista dos caminhos mínimos para o ponto de carga LP-10.

Caminho	Componentes	Observações
1	9-8-7-6-5-4-3-2-1	caminho fechado *
2	24 -18-17-16-15-14-13-12-11-10	componente falhado
3	9-8-7- 21 -14-13-12-11-10	restabelecimento **
4	9-8-7-6- 20 -13-12-11-10	restabelecimento **
5	9-8-7-6- 23 -14-13-12-11-10	restabelecimento **
6	24 -18-17-16-22-5-4-3-2-1	componente falhado
7	9-8-7- 21 - 19 -4-3-2-1	componente falhado
8	9-8-7- 21 - 23 -5-4-3-2-1	componente falhado
9	24 -18-17-16-15- 19 -4-3-2-1	componente falhado
10	24 -18-17-16-15- 23 -5-4-3-2-1	componente falhado
11	9-8-7-6- 23 - 19 -4-3-2-1	componente falhado
12	24 -18-17-16-22- 20 -13-12-11-10	rede malhada
13	24 -18-17-16-22- 23 -14-13-12-11-10	rede malhada
14	9-8-7- 21 - 23 - 20 -13-12-11-10	rede malhada
15	24 -18-17-16-15- 23 - 20 -13-12-11-10	componente falhado
16	24 -18-17-16-22- 23 - 19 -4-3-2-1	componente falhado

Tabela 4.6: Lista dos caminhos mínimos para o ponto de carga LP-19.

Caminho	Componentes	Observações
1	18-17-16-15-14-13-12-11-10	caminho fechado *
2	24 -9-8-7-6-5-4-3-2-1	componente falhado
3	18-17-16-22-5-4-3-2-1	componente falhado
4	18-17-16-15- 19 -4-3-2-1	componente falhado
5	18-17-16-15- 23 -5-4-3-2-1	componente falhado
6	24 -9-8-7- 21 -14-13-12-11-10	restabelecimento **
7	18-17-16-22- 20 -13-12-11-10	restabelecimento **
8	18-17-16-22- 23 -14-13-12-11-10	restabelecimento **
9	24 -9-8-7-6- 20 -13-12-11-10	restabelecimento **
10	24 -9-8-7-6- 23 -14-13-12-11-10	restabelecimento **
11	18-17-16-15- 23 - 20 -13-12-11-10	componente falhado
12	24 -9-8-7- 21 - 19 -4-3-2-1	componente falhado
13	24 -9-8-7- 21 - 23 -5-4-3-2-1	componente falhado
14	18-17-16-22- 23 - 19 -4-3-2-1	componente falhado
15	24 -9-8-7-6- 23 - 19 -4-3-2-1	componente falhado
16	24 -9-8-7- 21 - 23 - 20 -13-12-11-10	rede malhada

(*) Caminho que alimenta ao ponto de carga em condições normais de operação.

(**) Caminhos utilizados como alternativas de restabelecimento

Observar que, apesar de ser analisada a mesma contingência o conjunto de alternativas de restabelecimento são diferentes para cada ponto de carga, devido às diferenças existentes na lista de caminhos mínimos de cada ponto de carga.

Para o evento de falha analisado tem-se no total oito possíveis soluções de restabelecimento, que são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Procedimentos de restabelecimentos considerando Falha Ativa no chave CH-15 conjugada à Falha Passiva do linha LT-2.

Procedimento	Componentes a Operar	Potência Suprida (MW)		ENS (MWh)	Perdas Joule (MW)
		LP-10	LP-19		
1	CH-20, CH-22	44,4	67,5	223,8	0,7930
2	CH-22, DJ-23	44,4	67,5	223,8	0,7930
3	CH-21, DJ-24	37,1	56,4	278,9	0,7648
4	CH-20, DJ-24	37,1	56,4	278,9	0,7648
5	DJ-23, DJ-24	37,1	56,4	278,9	0,7648
6 *	CH-21	44,4	-	426,3	0,1549
7*	CH-20	44,4	-	426,3	0,1549
8*	DJ-23	44,4	-	426,3	0,1549

(*) Atendimento a um só ponto de carga.

Do conjunto de alternativas apresentadas na Tabela 4.7, os procedimentos 1 e 2 resultam os mais favoráveis já que apresentam uma menor ENS após o restabelecimento 223,8 MWh. Nestas circunstâncias os pontos de carga LP-10 e LP-19 são alimentados através do ponto fonte LG-2 que tem uma capacidade de suprimento máxima de 123,3+j40 MVA, maior portanto do que a soma das cargas dos pontos LP-10 e LP-19, que somam 111,9+j36,8 MVA. O ponto LG-1 está isolado devido à falha passiva do componente LT-2 a qual aciona o disjuntor a montante DJ-1. Os transformadores TR-8 e TR-17 alimentam as cargas LP-10 e LP-19 respectivamente.

Na Figura 4.4 apresenta-se o diagrama unifilar da solução adotada que pode ser qualquer das primeiras duas; neste caso está apresentado como solução o Procedimento 2. Na Figura 4.4 também estão incluídos os fluxos de carga em (MVA), tensões nas barras de carga e capacidade de suprimento em (pu.), e a capacidade admissível de cada componente em (MVA). A solução adotada não viola nenhuma das restrições de operação do sistema, embora as perdas Joule não sejam otimizadas neste procedimento. Quando porém, duas sequências de chaveamento causarem o mesmo valor de ENS, será escolhido aquele procedimento que reduz mais as perdas Joule.

Os procedimentos 3 , 4 e 5 fazem um corte da carga proporcional, devido a que nestas condições de operação ambos pontos de carga são alimentados através do transformador TR-8. Como este transformador possui uma capacidade nominal de 100 MVA, não consegue suprir as necessidades de ambos pontos de carga, portanto é preciso diminuir proporcionalmente a magnitude das cargas LP-10 e LP-19.

Os procedimentos 6, 7 e 8 restabelecem o fornecimento somente ao ponto de carga LP-10, deixando desligado o ponto de carga LP-19, tornando-os inadequados pois o sistema ainda possui uma margem de potência que não está sendo utilizada. Assim o número de procedimentos a ser analisados pode ser reduzido ainda mais.

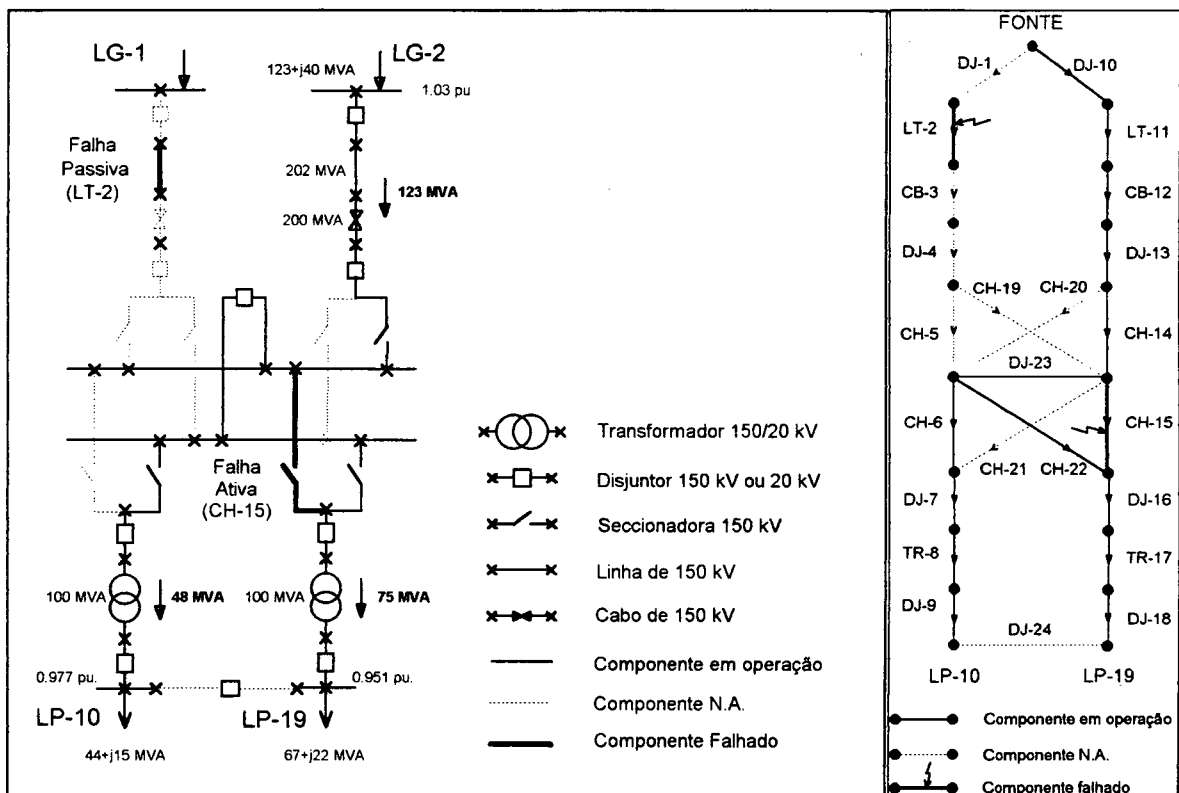


Figura 4.4 : Estado do Sistema Teste I após o Restabelecimento. Falha Ativa da chave CH-15 conjugada à Falha Passiva da Linha LT-2. (Procedimento N°2, componentes a operar CH-22 e DJ-23).

Na metodologia apresentada em [12], considerando a mesma contingência, são encontradas oito sequências de chaveamentos, Tabela 4.8, das quais as sequências 1, 2, 4, 5 e 6 são as mesmas que foram calculadas pelo método proposto (Tabela 4.7). A sequência de chaveamentos recomendadas na literatura são as de número 1 e 2 que ligam a totalidade da carga desligada, o que corresponde aos mesmos procedimentos obtidos com o algoritmo apresentado nesta dissertação, mostrando assim sua eficiência.

Tabela 4.8 : Procedimentos de Restabelecimento apresentadas em [12] para o Sistema I. Falha Ativa da chave CH-15 conjugada à Falha Passiva da linha LT-2.

Procedimento	Componentes a Operar	Potência Ativa Suprida (MW)	
		LP-10	LP-19
1	CH-20, CH-22	44,4	67,5
2	CH-22, DJ-23	44,4	67,5
3*	DJ-23, CH-22, CH-21	37,4	67,5
4	CH-20, DJ-24	37,4	56,8
5	CH-21, DJ-24	37,4	56,8
6	CH-23, DJ-24	37,4	56,8
7*	CH-23, DJ-24, CH-22	37,4	56,8
8*	CH-20, DJ-24, CH-22	37,4	56,8

(*) Estes procedimentos são obtidos através da combinação das soluções individuais de cada ponto de carga. Através deste procedimento é aumentado o número de chaveamentos necessários para restabelecer o fornecimento.

4.2.2.2 Falha ativa do chave CH-6 conjugada à falha passiva do linha LT-11

Este evento de falha foi escolhido devido a uma característica especial. Quando o serviço é restabelecido, os pontos de carga LP-10 e LP-19 são alimentados através da fonte LG-1. A soma das cargas é igual a 111,9+j36,8 MVA e a potência entregue à barra LG-1 pelas unidades geradoras é igual a 48,3+j15,9 MVA, o que caracteriza uma insuficiência do sistema gerador, que obriga a um corte substancial de carga com um considerável aumento da ENS do sistema. As sequências de chaveamentos viáveis são apresentadas na Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Procedimentos de restabelecimento para o Sistema Teste I, considerando Falha Ativa da chave CH-6 conjugada à Falha Passiva da linha LT-11.

Procedimento	Componentes a Operar	Potência Ativa Suprida (MW)		ENS (MWh)	Perdas Joule (MW)
		LP-10	LP-19		
1	CH-19, CH-21	19,3	29,3	413,9	0,1378
2	CH-21, DJ-23	19,3	29,3	413,9	0,1378
3	CH-22, DJ-24	18,8	28,6	417,3	0,1794
4	CH-19, DJ-24	18,8	28,6	417,3	0,1794
5	DJ-23, DJ-24	18,8	28,6	417,3	0,1794
6*	CH-22	-	47,2	417,9	0,1762
7*	CH-19	-	47,2	417,9	0,1762
8*	DJ-23	-	47,2	417,9	0,1762

(*) Atendimento a um só ponto de carga.

Sob esta contingência a diferença entre as alternativas viáveis é mínima, pois todas as sequências de chaveamentos restabelecem quase a mesma quantidade de carga. O problema principal está na capacidade de suprimento insuficiente entregue pela barra LG-1.

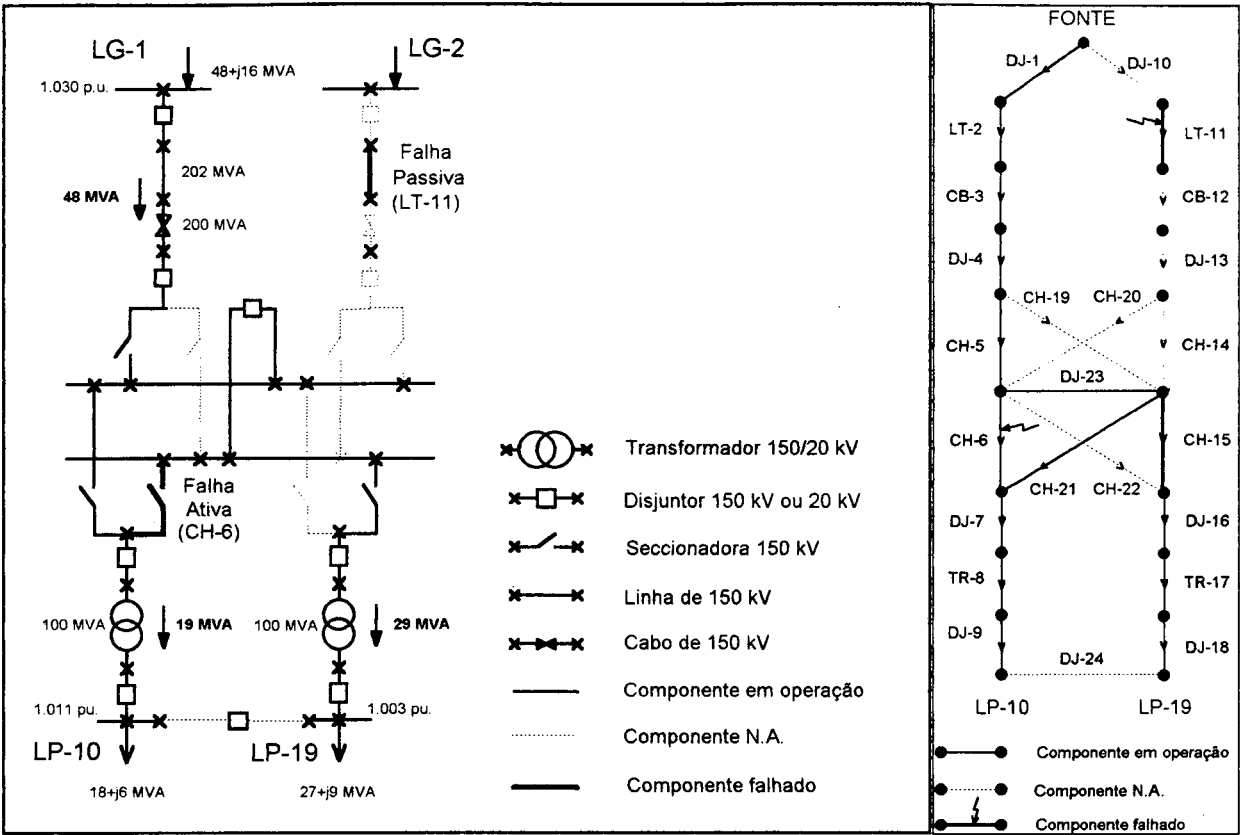


Figura 4.5 : Estado do Sistema Teste I após o Restabelecimento. Falha Ativa da chave CH-6 conjugada à Falha Passiva da linha LT-11. (Procedimento N°2, componentes a operar CH-21 e DJ-23).

A metodologia desenvolvida além de prover uma lista de sequências de chaveamentos para qualquer contingência, também pode ser útil no planejamento e desenho de fases do projeto de um sistema. Quando para determinadas contingências o sistema não for capaz de suprir as exigências de carga do sistema será indicando a realização de reforços da capacidade de suprimento ou de interligação.

4.3 SISTEMA TESTE II

4.3.1 Sistema de Distribuição Helênico, Grupo 1 - [12]

O Grupo 1 do sistema de distribuição Helênico, Figura 4.6, opera radialmente e está formado por sete pontos de carga, LP-9, LP-14, LP-23, LP-31, LP-35, LP-43 e LP-53 que são alimentados através de três barras de geração (LG-1, LG-2 e LG-3).

O grafo do Sistema II é apresentado na Figura 4.7, a simbologia utilizada para designar os componentes é a mesma utilizada no caso Teste I.

Do mesmo modo que o Sistema Teste I este sistema possui dois níveis de tensão 150 e 20 kV, sendo que o esquema de barras para 150 kV é de barra dupla e o sistema de 20 kV é de barra simples.

- Os componentes DJ-9, CH-14, DJ-15, CB-16, DJ-17, DJ-43, DJ-53, CH-55, CH-64, DJ-67, DJ-68 a DJ-72 são bidirecionais.

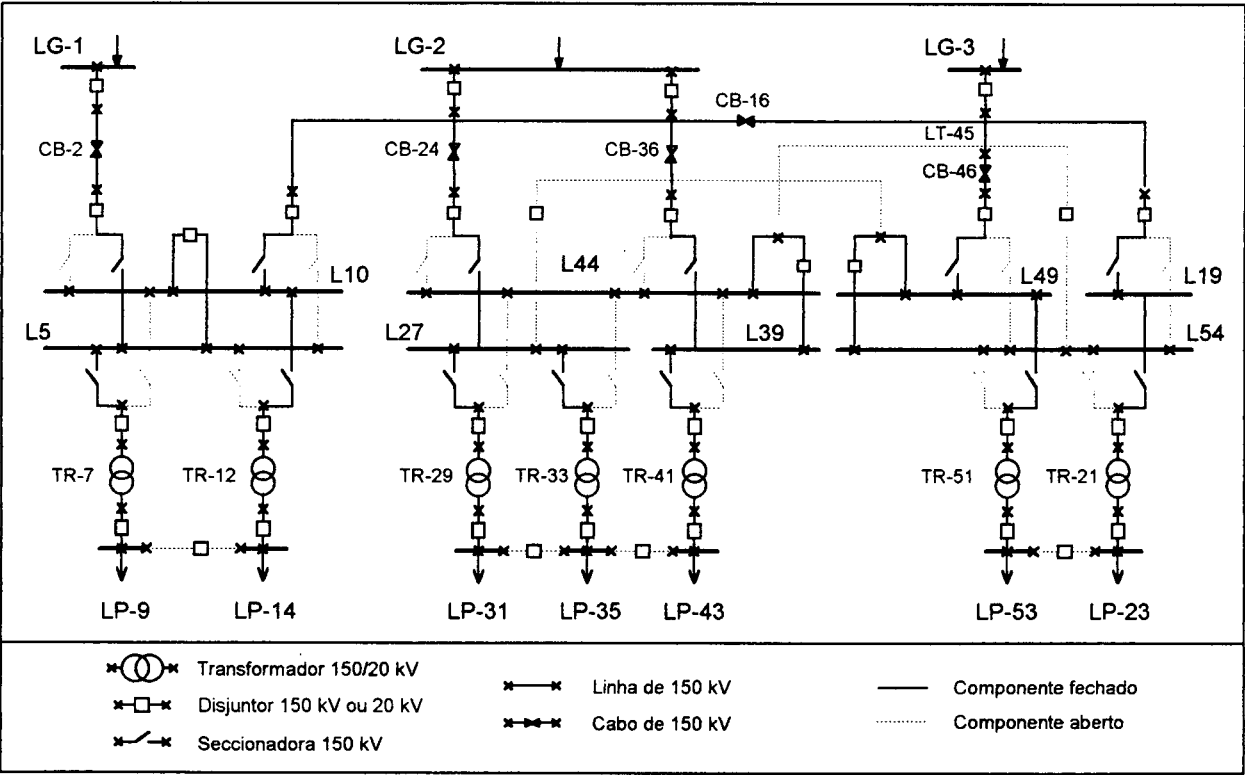


Figura 4.6 : Sistema de Distribuição Helênico, Grupo -1.

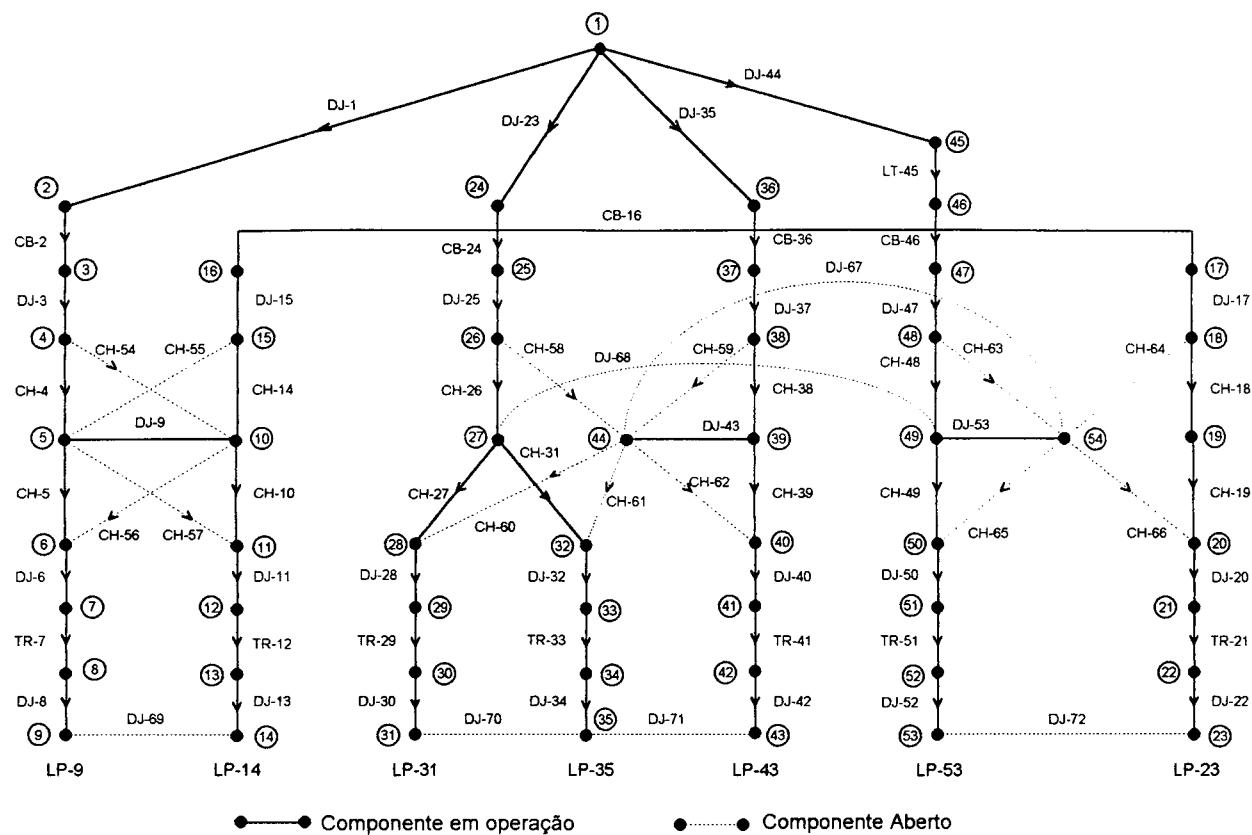


Figura 4.7 : Grafo do Sistema Teste II.

Os dados dos componentes, barras de carga e dados de capacidade de suprimento estão dados nas Tabelas 4.10 e 4.11.

Tabela 4.10 : Dados dos componentes em pu. (Potência base 100 MVA). Sistema Teste II.

Componente	Resistência (pu.)	Reatância (pu.)	Capacidade (MVA)	Comprimento (km)
CB-2	0,00062	0,00156	200	3,0
TR-7	0,00370	0,22200	100	-
TR-12	0,00370	0,22200	100	-
CB-16	0,00166	0,00426	200	8,0
TR-21	0,00370	0,22200	100	-
CB-24	0,00271	0,04020	120	6,7
TR-29	0,00430	0,25460	66	-
TR-33	0,00430	0,25460	66	-
CB-36	0,00271	0,04020	120	6,7
TR-41	0,00430	0,25460	66	-
LT-45	0,00199	0,01924	202	13,6
CB-46	0,00095	0,00315	200	4,4
TR-51	0,00370	0,22200	100	-

Tabela 4.11 : Dados das barras de Carga e Geração. Sistema Teste II.

Barra		Potência Média	
		Ativa (MW)	Reativa (MVar)
LG-1	Geração	191,3	62,9
LG-2	Geração	328,6	257,7
LG-3	Geração	180,3	59,3
LP-9	Carga	47,4	15,6
LP-14	Carga	21,4	7,0
LP-31	Carga	30,0	9,9
LP-35	Carga	30,0	9,9
LP-43	Carga	40,0	13,1
LP-53	Carga	52,3	17,2
LP-23	Carga	60,6	19,9

Para o cálculo dos índices de confiabilidade foram feitas as mesmas simplificações que as utilizadas no Sistema Teste I, e os dados de confiabilidade correspondem aos dados da Tabela 4.3.

A lista de contingências críticas, que são cortes mínimos, obtido do programa de confiabilidade são apresentadas nas Tabelas 4.12, 4.13 e 4.14.

Tabela 4.12 : Lista de Contingências para o Sistema Teste II. (Falha Passiva de dois componentes).

Falha Passiva de dois componentes						
LP-9	LP-14	LP-23	LP-31	LP-35	LP-43	LP-53
2-16	2-16	21-51	-	-	-	21-51
2-64	2-64					
7-12	7-12					

Tabela 4.13: Lista de Contingências para o Sistema Teste II. (Falha Ativa conjugada à Falha Passiva).

Falha Ativa conjugada à falha Passiva								
LP-9		LP-14		LP-23	LP-31	LP-35	LP-43	LP-53
10-2	4-10	10-2	4-10	48-21	26-41	26-41	26-41	48-21
14-2	5-10	14-2	5-10	49-21	27-41	27-41	27-41	49-21
18-2	4-12	18-2	4-12	18-51	31-41	31-41	31-41	18-51
19-2	5-12	19-2	5-12	19-51				19-51
10-4	4-14	10-4	4-14					
14-4	5-14	14-4	5-14					
10-5	4-16	10-5	4-16					
14-5	5-16	14-5	5-16					
10-7	4-64	10-7	4-64					
14-7	5-64	14-7	5-64					

Tabela 4.14 : Lista de Contingências para o Sistema Teste II. (Falha Temporária conjugada à Falha Passiva).

Falha Temporária conjugada à Falha Passiva								
LP-9	LP-14	LP-23		LP-31	LP-35	LP-43	LP-53	
16-4	4-0	48-2	51-19	26-39	26-39	26-39	48-14	21-49
12-5	5-0	49-2	2-49	27-39	27-39	27-39	49-14	10-51
7-10	7-2	51-2	4-49	31-39	31-39	31-39	51-14	14-51
2-14	2-7	48-4	5-49				48-16	16-51
	7-10	49-4	10-49				49-16	
	2-14	51-4	14-49				51-16	
		48-14	16-49				48-18	
		49-14	18-49				49-18	
		51-14	19-49				51-18	
		48-16	21-49				48-19	
		49-16	2-51				49-19	
		51-16	4-51				51-19	
		48-18	5-51				10-49	
		49-18	10-51				14-49	
		51-18	14-51				16-49	
		48-19	16-51				18-49	
		49-19					19-49	

4.3.1.1 Falha ativa da chave CH-48 conjugada à Falha Passiva do transformador TR-21

Este evento conjuga a falha da chave CH-48 à falha do transformador TR-21 e deixa sem fornecimento de energia aos pontos de carga LP-23 e LP-53. O tempo de duração da falha ativa do componente CH-48, o tempo necessário para seu isolamento, é de 2 horas. O transformador TR-21 que sofre uma falha passiva só voltará a operar depois de concluído o reparo que tem duração igual a 200 horas.

Como esta contingência afeta dois pontos de carga, é necessário analisar a lista de restabelecimentos viáveis para ambos pontos de carga os quais são apresentados na Tabela 4.15. Como muitos restabelecimentos apresentam sobrecargas, é necessário fazer um corte de carga proporcional nos pontos desligados desta subestação.

Tabela 4.15: Procedimentos de restabelecimentos considerando Falha Ativa da chave CH-48, conjugada à Falha Passiva no transformador TR-21. Sem corte de Carga.

Proc.	Componentes a Operar	Potência Ativa (MW)		ENS (MWh)	Componentes Sobrecarregados	Potência Ativa dos Alimentadores (MW)		
		LP-53	LP-23			LG-1	LG-2	LG-3
1	DJ-68, DJ-72	52,3	60,6	226	CB-24, TR-51	73	204+43	-
2	CH-63, DJ-72	52,3	60,6	226	TR-51	73	64+43	133
3	DJ-67, DJ-72	52,3	60,6	226	CB-36, TR-51	73	64+182	-
4	CH-64, DJ-72	52,3	60,6	226	CB-2, TR-51	202	64+43	-
5	DJ-68	52,3	-	12225	-	73	120+43	-
6	CH-63	52,3	-	12225	-	73	64+43	56
7	DJ-67	52,3	-	12225	-	73	64+100	-
8	CH-64	52,3	-	12225	-	129	64+43	-

Os quatro primeiros procedimentos apresentam componentes sobrecarregados, portanto é necessário fazer um corte de carga. Na Tabela 4.16 é apresentada a lista final das sequências de chaveamentos viáveis, não foram analisados os procedimentos que não restabelecem todos os pontos de carga, e que por consequência, apresentam uma ENS elevada em demasia, procedimentos 5-8.

Tabela 4.16 : Procedimentos de restabelecimentos viáveis considerando falha ativa na chave CH-48, conjugada à falha passiva da transformador TR-21. Com corte de carga.

Proc.	Componente Operar	Potência Ativa (MW)		ENS (MWh)	Perdas Joule (MW)	Potência dos Alimentadores (MW)		
		LP-53	LP-23			LG-1	LG-2	LG-3
1	DJ-68, DJ-72	23,9	27,6	12383	0,867	73	120+43	-
2	CH-63, DJ-72	41,5	48,1	4854	1,129	73	64+43	100
3	DJ-67, DJ-72	32,2	37,3	8826	1,030	73	64+120	-
4	CH-64, DJ-72	42,1	48,8	4592	1,155	172	64+43	-

Os procedimentos 2 e 4 resultam ser os mais adequados já que diminuem mais a Energia não Suprida. O procedimento 2 resulta ser o mais confiável, para esta configuração os pontos de carga LP-23 e LP-53 são alimentados através do ponto-fonte LG-3. Na Figura 4.8 é apresentada o grafo da solução adotada, procedimento 2.

Caso fosse adotado o procedimento 4, os pontos de carga LP-9, LP-14, LP-23 e LP-53 seriam alimentados por um único ponto-fonte LG-1 e a ocorrência de uma nova contingência deixaria estas cargas sem energia, enquanto que com a alternativa 2 só ficariam dois pontos de carga fora de serviço.

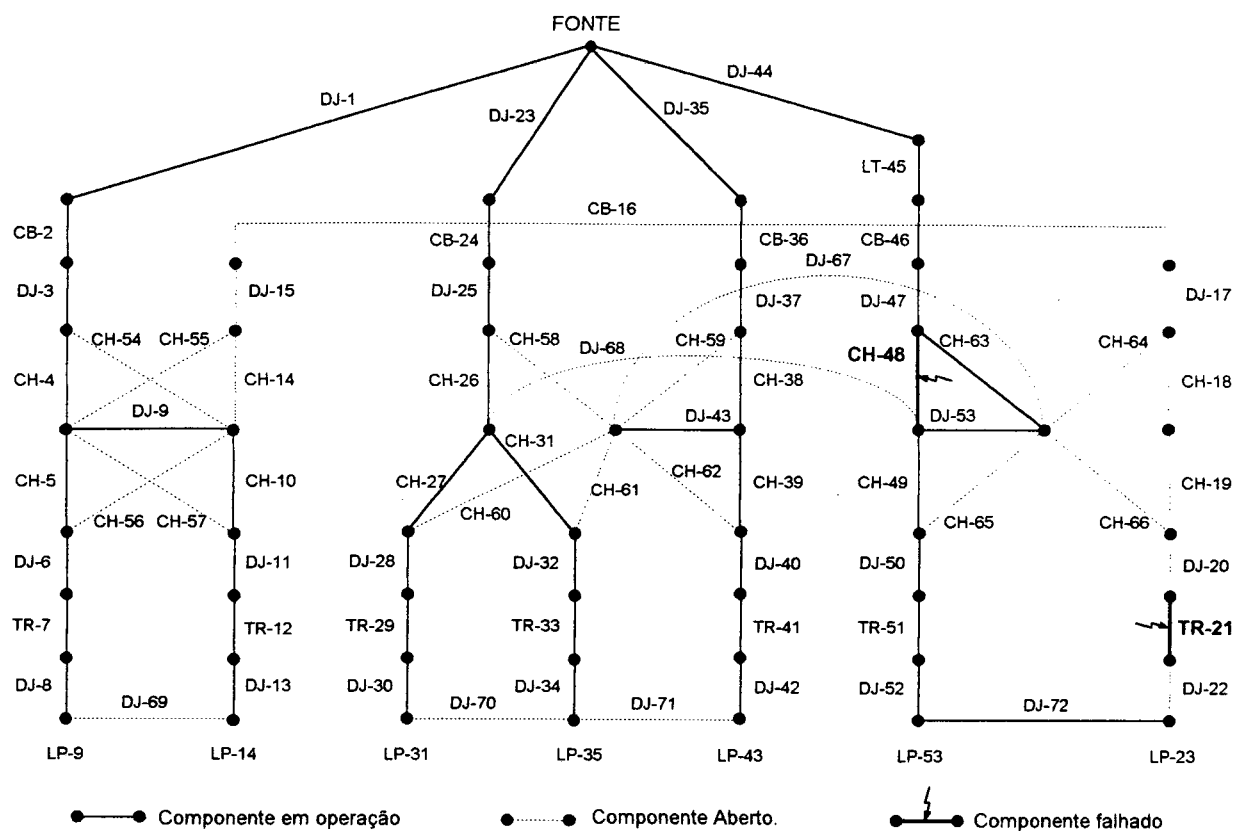


Figura 4.8 : Grafo do Sistema Teste II após o Restabelecimento. Falha Ativa da chave CH-48 conjugada à Falha Passiva do transformador TR-21. (Procedimento número 2, componentes a operar CH-63 e DJ-72).

4.4 SISTEMA TESTE III

4.4.1 Sistema de Distribuição modificado ligado à Barra 2 do RBTS - [29]

O Sistema Teste III, está ligado à Barra 2 do RBTS (Roy Billinton Test System) [27]. O RBTS é um sistema formado por seis barras, desenvolvido com fins educacionais por uma equipe da Universidade de Saskatchewan, para estudo de confiabilidade de geração e confiabilidade composta de geração e transmissão. Posteriormente foram sugeridos dois sistemas de distribuição, também com propósitos educacionais, que são ligados a duas barras do RBTS (barras 2 e a 4), para estudos de confiabilidade de Sistemas de Distribuição [29].

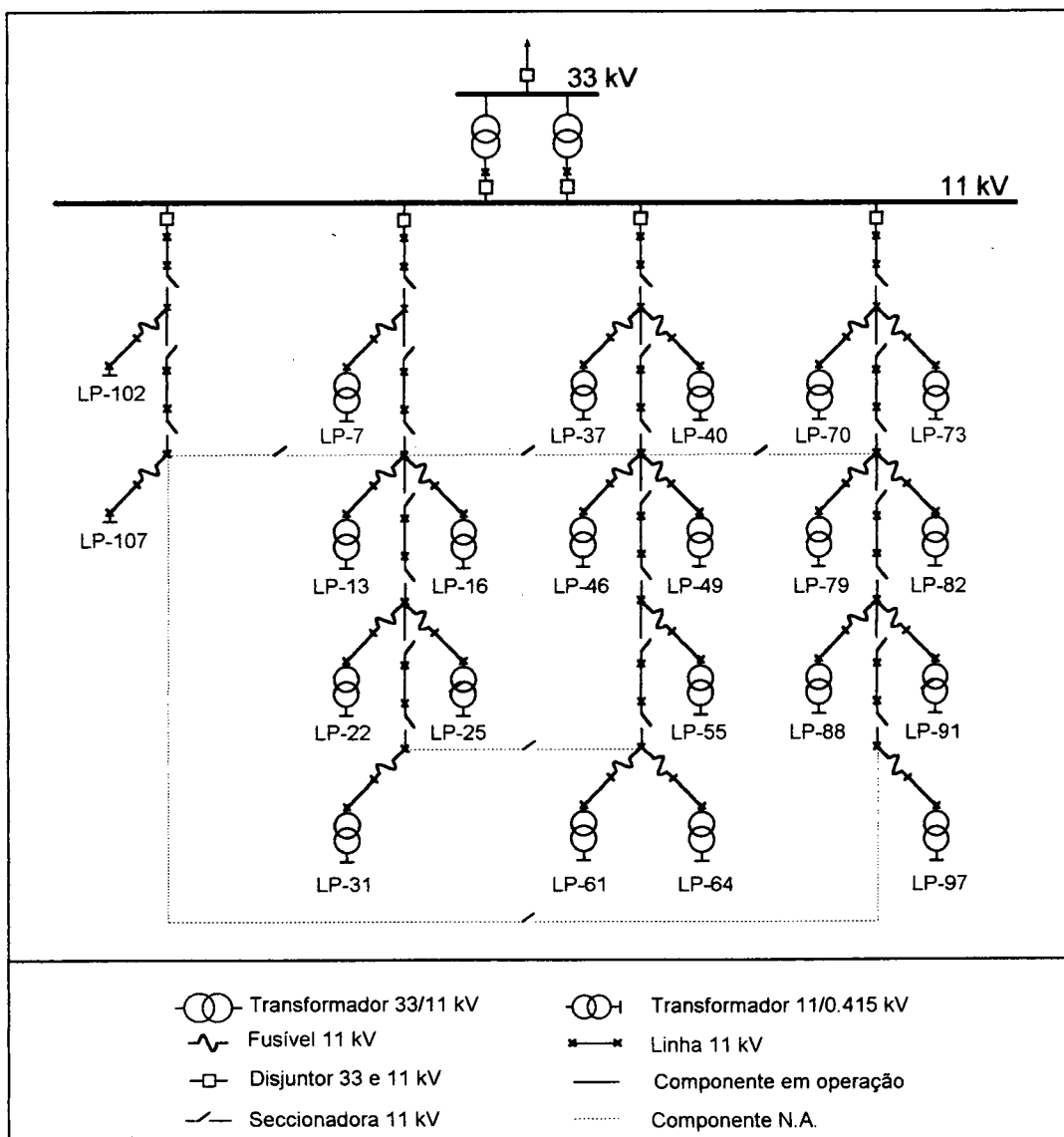


Figura 4.9 : Sistema de Distribuição ligado à Barra 2 do RBTS.

O Sistema Teste III é um sistema de distribuição que opera radialmente e possui recursos de chaveamento (componentes N.A.), apresenta um único ponto fonte e vinte e dois pontos de carga, operando sob dois níveis de tensão, 33 e 11 kV. O diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 4.9 e seu respectivo grafo aparece na Figura 4.10, onde os componentes representados com linha segmentada são chaves ou disjuntores N.A.

O sistema ligado à Barra 2 do RBTS originalmente apresentado em [29], apresenta apenas duas chaves seccionadoras normalmente abertas CH-107 e CH-108. Com a finalidade de fornecer ao sistema uma maior versatilidade operacional foram adicionadas para este trabalho, três novas chaves seccionadoras normalmente abertas CH-109, CH-110 e CH-111.

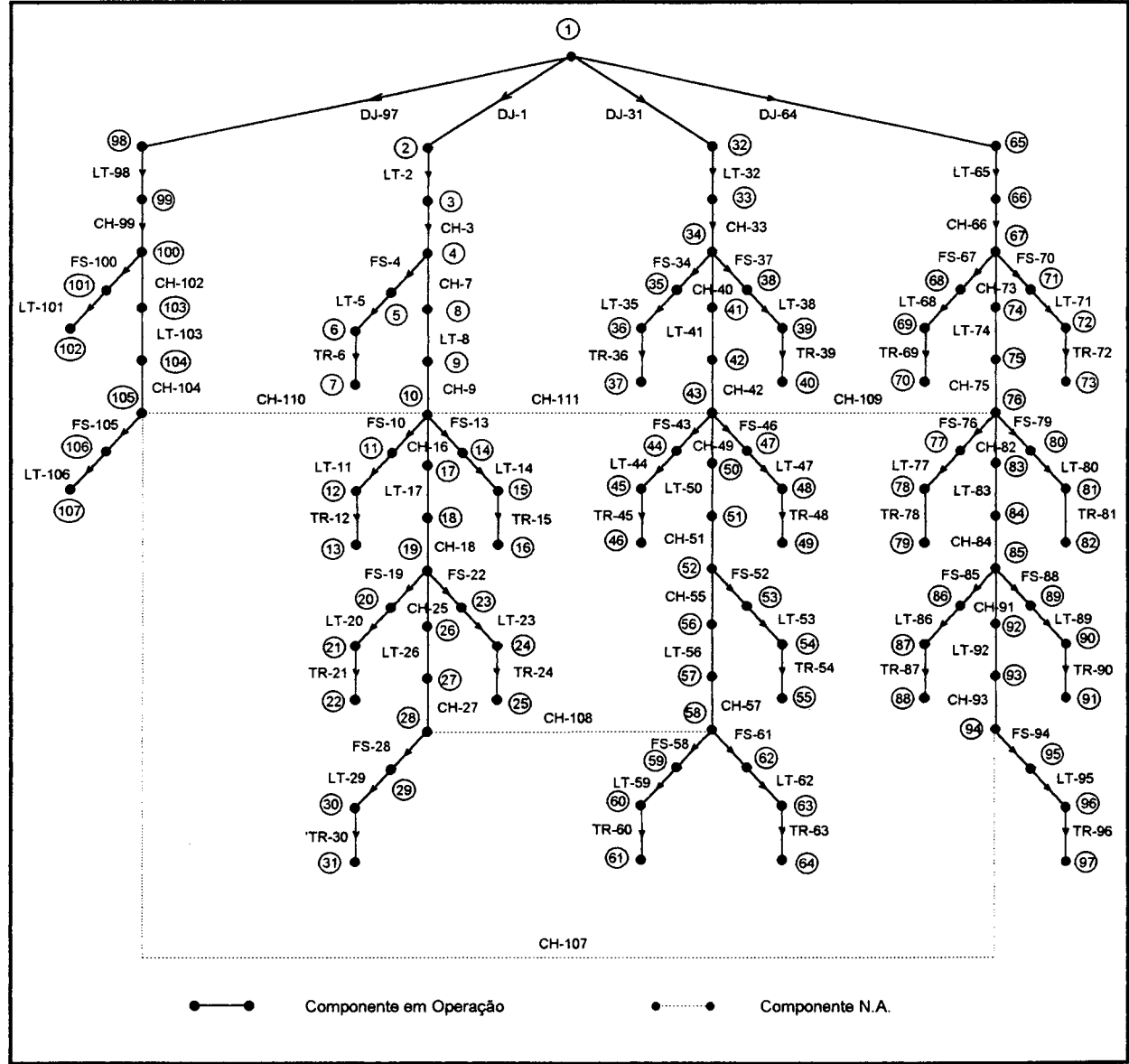


Figura 4.10 : Grafo do Sistema Teste III - Modificado.

O restabelecimento do fornecimento de energia se faz usando os recursos de chaveamento que possui o sistema. As cargas desenergizadas são alimentadas temporariamente (até que os componentes sejam reparados) por um caminho alternativo, que na maioria dos casos não tem a capacidade suficiente para suportar o incremento de carga, originando sobrecargas em alguns componentes do sistema.

O Sistema Teste III foi elaborado com o objetivo de ser utilizado no estudo de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e por conseguinte não se dispõe dos dados elétricos dos componentes, tais como impedância das linhas e transformadores e capacidade admissível do componente. Com base nos valores obtidos em [30] assume-se que os valores para as linhas e transformadores são aqueles apresentados nas Tabelas 4.17 e 4.18.

Tabela 4.17 : Dados das linhas de Distribuição do Sistema Teste III.

Código do Condutor	Linhas de Distribuição	Corrente Admissível (A)	Resistência (ohm/km)	Reatância (ohm/km)
Penguin (4/0) AWG	LT-2, LT-8, LT-17,LT-26, LT-32, LT-41,LT-50, LT-56, LT-65,LT-74, LT-83, LT-92, LT-98, LT-103.	340	0,3679	0,452427
Raven (1/0) AWG	LT-5, LT-11, LT-14, LT-20, LT-23, LT-29, LT-35, LT-38, LT-44, LT-47, LT-53, LT-59, LT-62, LT-68, LT-71, LT-77, LT-80, LT-86, LT-89, LT-95, LT-101, LT-106.	230	0,6960	0,497732

Tabela 4.18 : Dados dos Transformadores de Distribuição 11/0.415 kV.

Impedância (pu.) $S_{BASE}=10$ MVA)
0,303+j1,515

(*) Acima de 0,5 MVA os valores da reatância e da impedância são praticamente iguais.

Uma vez definido o tipo de condutor a ser utilizado em cada ramal da linha, é calculado o valor das resistências e reatâncias do sistema em (pu.) considerando uma potência base de 10 MVA. Esta Tabela é apresentada em detalhe no Anexo II.

Na Tabela 4.19 são apresentados os dados das barras de carga. Para cada ponto de carga considera-se um fator de potência de 0,92, o qual é o valor mínimo imposto pelas empresas distribuidoras aos consumidores aqui no Brasil. Assume-se também um nível de prioridade para cada ponto de carga, para aplicar o critério de Restabelecimento com Prioridades.

As cargas que ficam distantes do ponto fonte foram classificadas como prioritárias, para poder obter resultados diferentes ao método de Restabelecimento das Cargas mais Próximas.

Tabela 4.19 : Dados das Barras de Carga. Sistema Teste III.

Barra	Potência Media Trifásica		Descrição da Carga	Nível de Prioridade
	Ativa (MW)	Reativa (MVar)		
LP-7	0,535	0,228	Residencial	3
LP-13	0,535	0,228	Residencial	3
LP-16	0,450	0,193	Residencial	3
LP-22	0,566	0,241	Instituição do Governo	1
LP-25	0,566	0,241	Instituição do Governo	1
LP-31	0,454	0,193	Comercial	2
LP-37	0,454	0,193	Comercial	2
LP-40	0,450	0,192	Residencial	3
LP-46	0,450	0,192	Residencial	3
LP-49	0,450	0,192	Residencial	3
LP-55	0,566	0,241	Instituição do Governo	1
LP-61	0,566	0,241	Instituição do Governo	1
LP-64	0,454	0,193	Comercial	2
LP-70	0,535	0,288	Residencial	3
LP-73	0,535	0,288	Residencial	3
LP-79	0,535	0,288	Residencial	3
LP-82	0,566	0,241	Instituição do Governo	1
LP-88	0,566	0,241	Instituição do Governo	1
LP-91	0,454	0,193	Comercial	2
LP-97	0,454	0,193	Comercial	2
LP-102	1,000	0,426	Usuário pequeno	1
LP-107	1,150	0,490	Usuário pequeno	1

Para os cálculo dos índices de confiabilidade algumas simplificações foram feitas:

- Todos os disjuntores e chaves seccionadoras são consideradas 100 % confiáveis (não há falhas por disjuntor preso).
- Não é considerada a manutenção programada em nenhum componente.
- Consideram-se somente as linhas de distribuição aéreas.
- Os equipamentos com tensão de 33 kV (barramentos, linhas e transformadores) são considerados 100% confiáveis.

- Os barramentos de 11 kV também são considerados 100% confiáveis.

Os dados de confiabilidade para o Sistema Teste III utilizados no cálculo dos índices de confiabilidade foram obtidos de [29] e são apresentados na Tabela 4.20.

Tabela 4.20 : Dados de Confiabilidade dos componentes. Sistema Teste III.

Componente	Taxa de falha passiva (falhas/ano)	Duração média da falha (horas)	Taxa de falha ativa (falhas/ano)	Tempo para isolamento (horas)
Linha 11 kV.*	0,0650	5,0	0,0650	1,0
Transformador 11/0,415 kV.	0,0150	200,0	0,0150	1,0

(*) As taxas de falha ativa e passiva para as linhas de distribuição estão dadas em (falhas/ano-km).

4.4.2 Resultados da Aplicação da Metodologia CSTD-R ao Sistema ligado à Barra 2 do RBTS

O Sistema Teste III, apresenta um amplo grau de diversidade das cargas e, por conseguinte, pode-se fazer uma classificação destas cargas segundo algum critério adotado pela empresa distribuidora, caso seja necessário fazer um corte de carga. Levando em conta esta característica, é tecnicamente viável efetuar o corte de carga através dos métodos Restabelecimento das Cargas mais Próximas ou através do Restabelecimento com Prioridades, descritos no capítulo anterior, o que não impede a utilização do Método de Corte de Carga Proporcional.

Devido ao elevado número de contingências, faz-se uma seleção daquelas contingências mais críticas. Assim, na lista de contingências somente são consideradas as falhas que são cortes mínimos, ou seja aquelas ocorrências que interrompem todos os modos de alimentação para o ponto de carga sob estudo.

Foram consideradas falhas ativas e temporárias de até segunda ordem. A lista de contingências críticas geradas pelo CSTD é apresentada nas Tabelas 4.21 e 4.22 , onde não foi detectada nenhuma falha temporária, para este sistema em particular. A lista de contingências está composta por falha ativa de um único componente e falha ativa conjugada à falha passiva de um outro componente.

Da lista de contingências por motivos práticos, só será analisada a contingência relacionada com a falha ativa do componente LT-32. Esta contingência foi escolhida devido a

4.4.2.1 Falha ativa da linha LT-32

Este evento de falha interrompe o fornecimento aos seguintes pontos de carga: LP-37, LP-40, LP-46, LP-49, LP-55, LP-61 e LP-64, totalizando 28% da carga total do sistema. O tempo necessário para isolar a linha LT-32 é de 1 hora e o atendimento só voltará a operar depois de concluído o reparo, que tem uma duração de 5 horas.

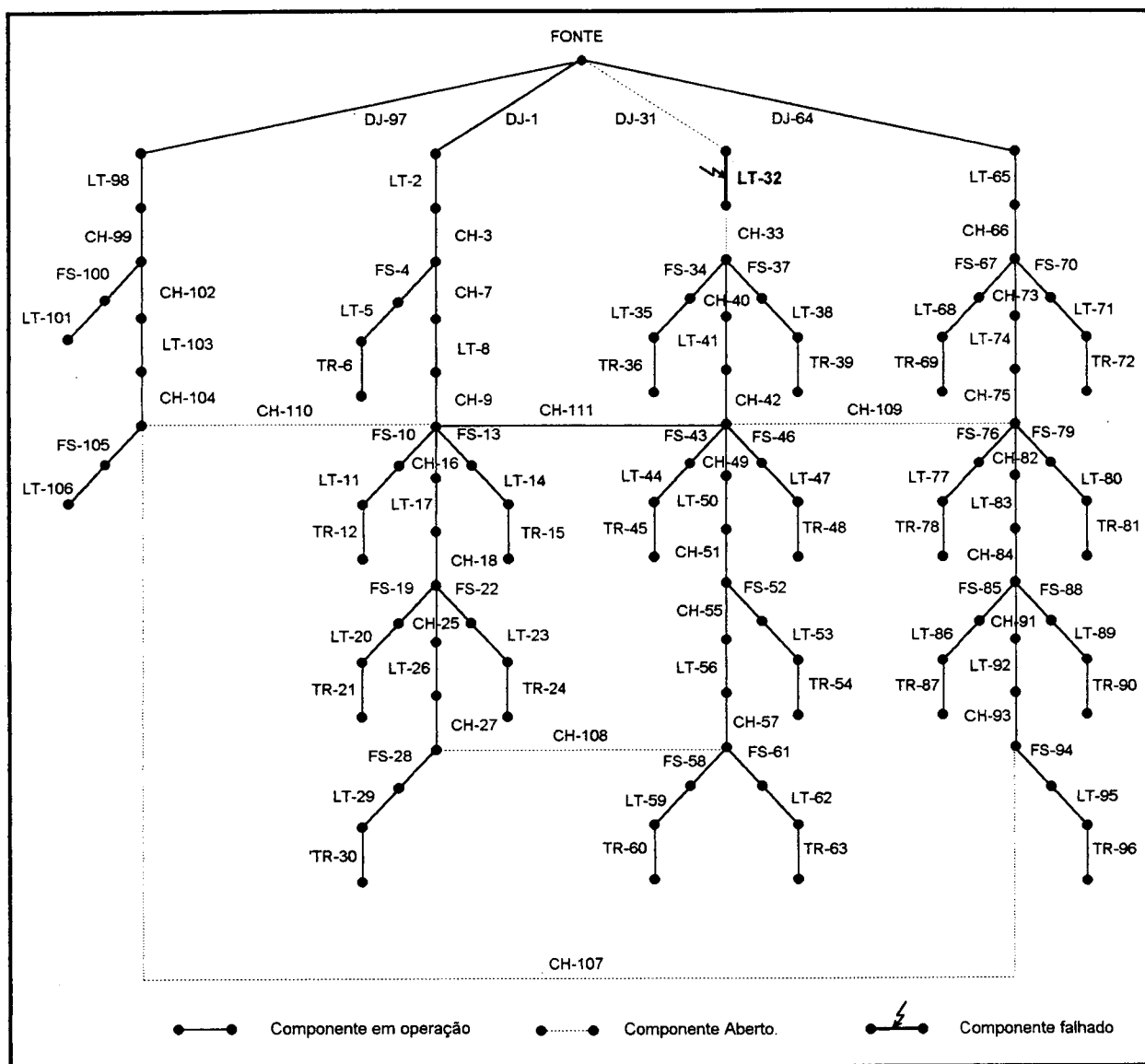


Figura 4.11: Estado do Sistema Teste III após o Restabelecimento. Falha Ativa na linha LT-32. (Procedimento N° 1, componente CH-111)

A lista de procedimentos viáveis encontradas através da Metodologia CSTD-R é apresentada na Tabela 4.23. Observa-se que os três procedimentos apresentam componentes sobrecarregados, sendo necessário efetuar um corte de carga, cujos resultados finais são apresentados na Tabela 4.24.

Tabela 4.23 : Procedimentos de Restabelecimento considerando Falha Ativa do componente LT-32.
Sem corte de carga.

Procedimento	Componente a Operar	Componentes Sobrecarregados	ENS (MWh)	Perdas Joule (MW)
1	CH-111	LT-2, LT-8	1,13	0,0220
2	CH-109	LT-65, LT-74	1,13	0,0223
3	CH-108	LT-2, LT-8	1,13	0,0285

Tabela 4.24 : Procedimentos de Restabelecimento considerando Falha Ativa do componente LT-32.
Com corte de Carga.

Método de Corte de Carga	Proc.	Componente a Operar	Pontos de Carga Desligados	ENS (MWh)	Perdas Joule (MW)
Restabelecimento com Prioridades	1	CH-111	LP-46, LP-49	2,33	0,0181
	2	CH-109	LP-40, LP-46 LP-49	2,93	0,0166
	3	CH-108	LP-46, LP-49	2,33	0,0214
Restabelecimento das Cargas mais Próximas	1	CH-111	LP-61, LP-64	2,49	0,0171
	2	CH-109	LP-37, LP-40, LP-61	3,09	0,0157
	3	CH-108	LP-37, LP-40	2,33	0,0213

Se o critério adotado para o corte de carga é o Restabelecimento com Prioridades, o método CSTD-R apresenta duas sequências de chaveamento atraentes (procedimentos 1 e 3). O valor da ENS para ambas alternativas é igual, o que significa que ambos procedimentos restabelecem a mesma quantidade de potência através de sequências de chaveamento diferentes, justificando dessa forma a diferença entre o valor das perdas Joule para ambos procedimentos.

Nestas circunstâncias é escolhida a solução que diminua mais o valor das perdas Joule. Dessa forma é adotado o primeiro procedimento, pois diminui mais o somatório das distâncias de cada ponto de carga ao ponto fonte. São desligados os pontos de carga LP-46 e LP-49 que inicialmente foram definidas como cargas de prioridade “3”, (de menor prioridade).

Segundo o critério de Restabelecimento das Cargas mais Próximas, o procedimento 3 é o que apresenta uma maior redução de ENS, portanto será escolhido como melhor alternativa. As cargas desligadas são LP-37 e LP-40, que são as cargas mais distantes na rede reconfigurada.

O Restabelecimento com Prioridades apresentou resultados ligeiramente melhores do que o Restabelecimento das Cargas mais Próximas. O procedimento com prioridade foi favorecido pela adoção de um nível de prioridade igual a três nas cargas de menor potência, as quais foram desligadas em primeira instância.

O Algoritmo de Restabelecimento das Cargas mais Próximas tem por prioridade conectar as cargas mais próximas ao ponto fonte e desligar as cargas distantes, enquanto o Algoritmo de Restabelecimento com Prioridades restabelece primeiro as cargas mais importantes, independentemente de sua localização em relação ao ponto fonte.

A definição de qual procedimento efetuar dependerá do grau de sensibilidade do decisor, tanto em relação aos índices de desempenho obtidos, quanto em relação ao nível de prioridades adotado.

4.5 NÚMERO DE RESTABELECIMENTOS E TEMPO DE PROCESSAMENTO

Os casos testes foram executados em computadores Pentium 100 MHz e em 486/DX2 66 MHz. Observa-se através dos resultados obtidos que o tempo de processamento está fortemente influenciado pelo número de restabelecimentos analisados.

Tabela 4.25 : Número de Restabelecimentos Analisados. Sistema Teste I.

Ponto de Carga	Número de Contingências	Número de Caminhos Abertos	Número de Restabelecimentos Analisados
LP-10	26	15	26×15=390
LP-11	26	15	26×15=390
TOTAL			780 - (100%)
Restabelecimentos viáveis			140 - (17,9%)
Cortes de Carga			75 - (9,6%)

Tabela 4.26 : Número de Restabelecimentos Analisados. Sistema Teste II.

Ponto de Carga	Número de Contingências	Número de Caminhos Abertos	Número de Restabelecimentos Analisados
LP-9	24	59	24×59=1416
LP-14	26	59	26×59=1534
LP-23	37	39	37×39=1443
LP-31	7	59	7×59= 413
LP-35	6	59	6×59= 354
LP-43	6	59	6×59= 354
LP-53	25	39	25×39= 975
TOTAL			6489 - (100%)
Restabelecimentos viáveis			262 - (4,0%)
Cortes de Carga			124 - (1,8%)

Nas tabelas 4.25 a 4.27 os caminhos mínimos abertos são aqueles que possuem pelo menos um componente N.A.

Tabela 4.27 : Número de Restabelecimentos Analisados. Sistema Teste III.

Ponto de Carga	Número de Contingências	Número de Caminhos Abertos	Número de Restabelecimentos Analisados
LP-7	4	9	36
LP-13	4	9	36
LP-16	4	9	36
LP-22	6	13	78
LP-25	6	13	78
LP-31	8	13	104
LP-37	3	9	27
LP-40	3	9	27
LP-46	3	9	27
LP-49	3	9	27
LP-55	3	13	39
LP-61	5	13	65
LP-64	5	13	65
LP-70	4	9	36
LP-73	4	9	36
LP-79	4	9	36
LP-82	4	9	36
LP-88	6	11	66
LP-91	6	11	66
LP-97	8	11	88
LP-102	2	9	18
LP-107	2	9	18
TOTAL			1045 - (100%)
Restabelecimentos viáveis			42 - (4,0%)
Cortes de Carga			21 - (2,0%)

Da totalidade de alternativas muitas delas são descartadas inicialmente, pois vários caminhos abertos, que seriam candidatos a efetuarem a reconfiguração, contém ao menos um dos componentes falhados e outros caminhos tornam o sistema malhado. Estas podas de alternativas, são interessantes, pois diminuem o número de restabelecimentos a serem analisados. Também foi adicionado um detector que identifica as contingências que já foram analisados, para evitar que um mesmo evento de falha com a mesma sequência de chaveamento seja analisado duas vezes.

Para determinar se a alternativa analisada forma uma rede malhada e para detectar a duplicidade das contingências, é necessário montar o grafo do sistema reconfigurado após a contingência, o que significa um pequeno acréscimo no tempo computacional.

Para os restabelecimentos candidatos a efetuarem a reconfiguração é necessário calcular o fluxo de carga através do método de Soma das Correntes [26], que converge em média entre 5 e 7 iterações. Caso o sistema venha a apresentar sobrecargas, é efetuado um corte de carga através do método da Convergência Binária [22].

O método de Convergência Binária encontra a capacidade crítica em média entre 6 e 8 interações, sendo que para cada interação é necessário resolver um fluxo de carga que converge em média entre 3 a 4 iterações. Observar que este número de iterações até a convergência é pequeno já que os valores de partida para as tensões das barras são iguais à solução do fluxo de carga da interação anterior da convergência binária.

Por conseguinte, os casos que elevam mais o tempo computacional são aqueles casos onde o sistema reconfigurado apresenta sobrecargas e é necessário fazer um corte de carga. Um diagrama mostrando todo este procedimento é apresentado na Figura 4.12.

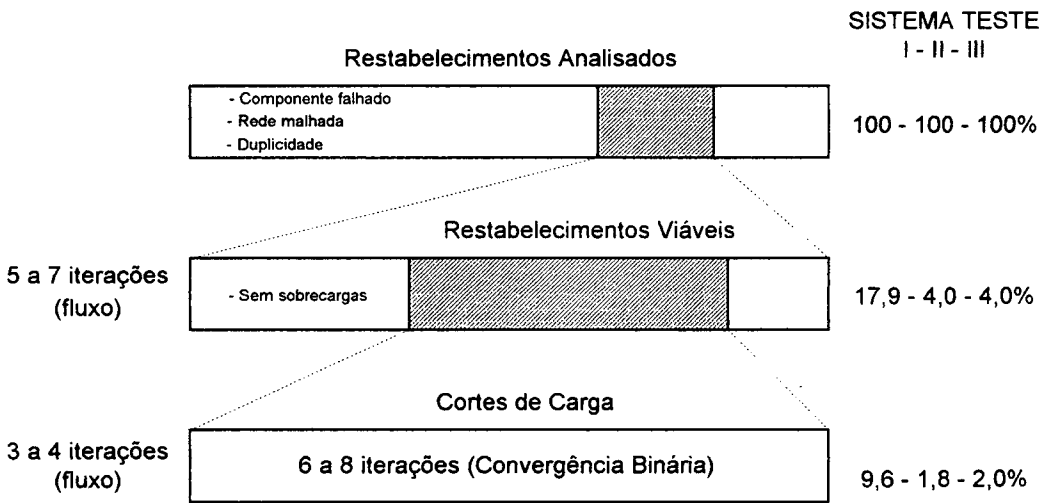


Figura 4.12 : Esquema comparativo dos Restabelecimentos Analisados.

A seguir são apresentados os tempos de CPU para os três sistemas analisados. Tabela 4.28.

Tabela 4.28 : Tempos de CPU (s.).

	CSTD		CSTD-R	
	Pentium 100 MHz	486/DX2 66 MHz	Pentium 100 MHz	486/DX2 66 MHz
Sistema Teste I	4,56	4,66	9,28	10,77
Sistema Teste II	36,36	45,42	66,19	111,72
Sistema Teste III	123,48	166,31	134,46	194,65

O incremento no tempo de CPU da metodologia CSTD-R com relação à metodologia CSTD depende muito do número de restabelecimentos analisados. Por exemplo no caso Teste III a diferença entre os tempos é mínima devido ao reduzido número de restabelecimentos viáveis.

Para o Sistemas Teste I e II o número de restabelecimentos viáveis é maior, o que acrescenta consideravelmente o tempo computacional, como se pode visualizar na Figura 4.13.

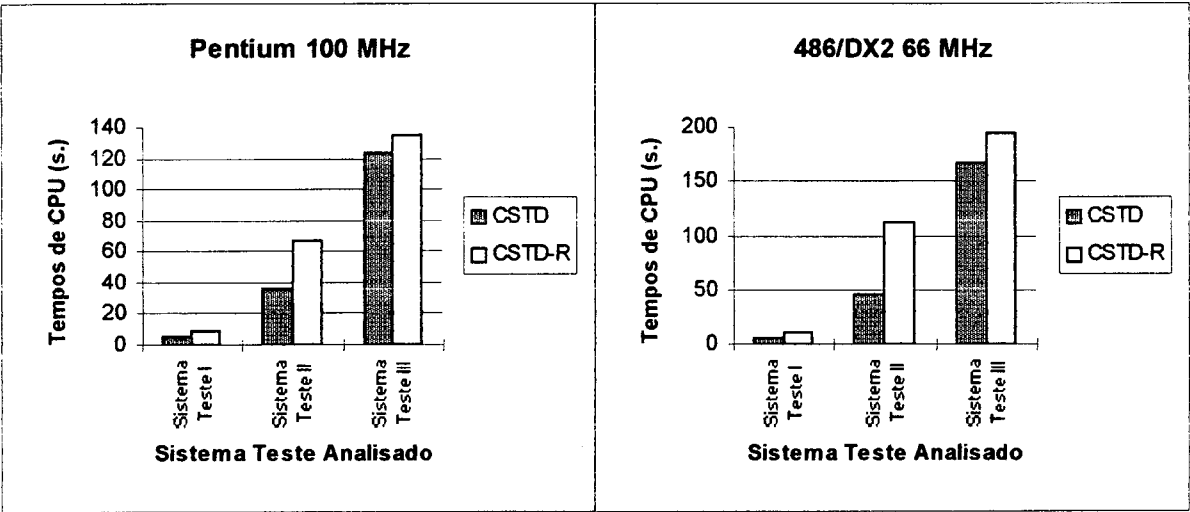


Figura 4.13 : Comparação dos Tempos de CPU da Metodologia CSTD e CSTD-R para os três Sistemas Testes.

Com a inclusão da opção de restabelecimento na metodologia CSTD, o tempo computacional aumenta em função do número de restabelecimentos analisados, envolvendo o cálculo de fluxo de carga para sistemas radiais. Deve-se contudo lembrar que este fato é compensado pelo aumento de informações adquiridas.

4.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo a Metodologia CSTD-R (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição com Restabelecimento) foi aplicada a três sistemas teste com características diferentes, a saber: as subestações do Sistema Helênico denominadas de Grupo 1 e Grupo 5 e o Sistema de Distribuição modificado ligado à Barra - 2 do RBTS. O método desenvolvido restabelece com sucesso todas as contingências geradas pelo programa de confiabilidade, em um tempo razoável, maximizando ainda a carga restaurada, com a conseguinte melhora na qualidade de fornecimento de energia aos consumidores.

A Metodologia CSTD-R ao considerar restrições na capacidade de suprimento da rede, também pode ser muito útil no planejamento e desenho de fases de um projeto. Quando sob determinadas contingências, o sistema não for capaz de suprir as exigências de carga do sistema, significará que é necessário investir em reforços da geração ou fortalecer as interligações no sistema de Transmissão.

Devido ao amplo grau de diversidade da carga existente em alguns sistemas de distribuição, cada alimentador tem uma diferente combinação de cargas comerciais, industriais e residenciais, que tendem a variar com a hora do dia, semana e estação do ano. Estas cargas podem ser priorizadas com diferentes níveis, privilegiando o atendimento daqueles pontos considerados importantes.

Através da poda das alternativas de restabelecimento, se consegue diminuir consideravelmente o número de restabelecimentos a serem analisados.

A metodologia CSTD-R também pode ser utilizada para reconfigurar alimentadores, o que permite a transferência de carga de setores excessivamente carregados da rede de distribuição a setores que estão com relativa pouca carga. Isto não somente permite melhorar as condições de operação do sistema, mas também resulta em uma economia do capital gasto em reforços e uma diminuição dos gastos de operação.

CAPÍTULO 5.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1 CONCLUSÕES GERAIS

Inicialmente foi apresentada uma breve descrição das técnicas utilizadas para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Pode-se apreciar que as metodologias apresentadas são diversas, sendo aplicadas desde técnicas comuns de programação até a utilização mais recente de sistemas especialistas, a partir de uma lista pré-determinada de contingências.

A análise de contingências em sistemas de distribuição é realizada, normalmente, a partir desta lista pré-determinada de contingências. Nesta dissertação é proposta uma técnica de seleção de contingências através da determinação dos caminhos mínimos, a qual reduz de maneira considerável o número de alternativas analisadas.

Em virtude da necessidade de se contar com uma metodologia para definir esta lista de contingências a serem analisadas, foi adicionada ao programa CSTD (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição) um módulo que permite selecionar estas contingências mais críticas. O CSTD além de estabelecer as contingências (ou falhas) que interrompem totalmente o fornecimento de energia elétrica, armazena outros modos de falha que não são cortes, mas que podem conduzir a sobrecargas no sistema.

Esta metodologia foi implementada com sucesso, sendo efetuado o restabelecimento do serviço após a ocorrência de um evento de falha, considerando as restrições de sobrecarga nos componentes e restrições na capacidade de suprimento. Isto torna o programa CSTD-R uma ferramenta mais versátil, podendo ser utilizada tanto no planejamento da expansão como no planejamento da operação dos sistemas de distribuição.

A metodologia CSTD-R foi aplicada a três Sistemas Teste de distribuição que operam de forma radial. As duas primeiras são subestações de distribuição com uma grande versatilidade e por conseguinte com maiores alternativas de chaveamento. O terceiro caso teste é uma rede de distribuição com um grande número de cargas distribuídas ao longo de cada alimentador, mostrando sua eficiência na realocação das cargas entre os alimentadores após cada

contingência, observando o Restabelecimento com Prioridades e o Restabelecimento das Cargas mais Próximas.

Os três algoritmos de corte de carga, em todos os casos, restabelecem com sucesso o fornecimento de energia à maioria dos pontos de carga, cumprindo com as restrições pré-estabelecidas e diminuindo consideravelmente a Energia não Suprida.

Com a inclusão da opção Restabelecimento na metodologia CSTD, o tempo computacional aumenta em função do número de restabelecimentos analisados, envolvendo o cálculo de fluxo de carga para sistemas radiais. Deve-se contudo lembrar que este fato é compensado pelo aumento de informações adquirida.

5.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As principais contribuições do trabalho foram:

- Estudo das metodologias referente a restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, métodos estes baseados em Regras Heurísticas, Sistemas Especialistas e Redes Neurais.
- Elaboração e Implementação de um módulo para Restabelecer o fornecimento de energia em Sistemas de Distribuição, após a ocorrência de uma falha, baseada na técnica dos caminhos mínimos, para ser utilizada em conjunto com o programa CSTD - Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição.
- A Metodologia CSTD-R permite reconfigurar o sistema após a falta e, através de um fluxo de carga para sistemas radiais, verificar as condições de operação do sistema reconfigurado.
- Foram implementadas três metodologias de corte de carga, a serem utilizadas caso o sistema reconfigurado apresente sobrecargas, denominadas de: Corte de Carga Proporcional, Restabelecimento com Prioridades e Restabelecimento das Cargas mais Próximas.
- Além de prover uma sequência de chaveamentos otimizadas, esta metodologia, também pode ser útil no planejamento e desenho de fases de um sistema, quando para determinadas contingências o sistema não é capaz de suprir as exigências de carga do sistema.

- Devido ao elevado número de contingências geradas pelo CSTD, faz-se uma seleção das contingências mais críticas: em primeira instância são levadas em conta as contingências que são cortes mínimos, em segunda instância são consideradas aquelas contingências para as quais algum dos componentes falhados pertencem ao caminho que alimenta ao ponto de carga em condições normais de operação.
- Para reduzir o número de casos a serem analisados para cada contingência foi feita uma seleção prévia, desconsiderando aquelas alternativas, caminhos mínimos, que contém um ou mais componentes falhados e também as que tornam ao sistema malhado.

5.3 APLICAÇÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

- Utilizar um fluxo de carga para considerar sistemas fracamente malhados e malhados, com linhas e transformadores em paralelo. O fluxo de potência apresentado em [25], pode resultar adequado para tal propósito.
- Com a finalidade de ser utilizado *on-line*, montar um banco de dados com a lista de contingências críticas e a sequência de chaveamentos obtidos através da metodologia CSTD-R, conjuntamente com um sistema de leitura do estado do sistema.
- Implementar um sistema baseado no conhecimento formado por uma base de conhecimentos do estado da rede, e uma base de conhecimentos do restabelecimento. A aquisição do conhecimento pode ser efetuada a partir da metodologia CSTD-R.

ANEXO - I

MÉTODO DA SOMA DAS CORRENTES

A resolução do fluxo de potência através do método de soma das correntes [26], descrito a seguir, tem uma especial aplicação em sistemas radiais de distribuição. O método, o qual é derivado da análise da matriz de impedância de laço, $z_{laço}$, é muito robusto e simples, requer a mesma capacidade de armazenamento que o método de Gauss - Seidel, mas leva menos tempo computacional que o método de Newton - Raphson.

Por estas características particulares, o método da soma das correntes é usado para resolver os fluxos de carga para as diferentes configurações adotadas pelo sistema após a ocorrência da alguma contingência. O método é válido para qualquer sistema radial e pode prover as seguintes informações:

- Situação de carga dos alimentadores.
- Detectar componentes sobrecarregados.
- Potência e corrente que fluem através dos alimentadores e componentes.
- Perfil de tensões.
- Perdas por Efeito Joule em cada componente do sistema.

1. DESCRIÇÃO DO MÉTODO DA SOMA DAS CORRENTES

Na formulação do modelo foram feitas as seguintes considerações:

- A carga trifásica na subestação é balanceada, assim as perdas por efeito Joule e as quedas de tensão no neutro não são nulas.
- A carga é representada por uma fonte de potência constante, a qual fornece a potência programada aos ramos.

Baseado nas simplificações acima mencionadas adota-se uma representação monofásica, a qual é mostrada na Figura 1.

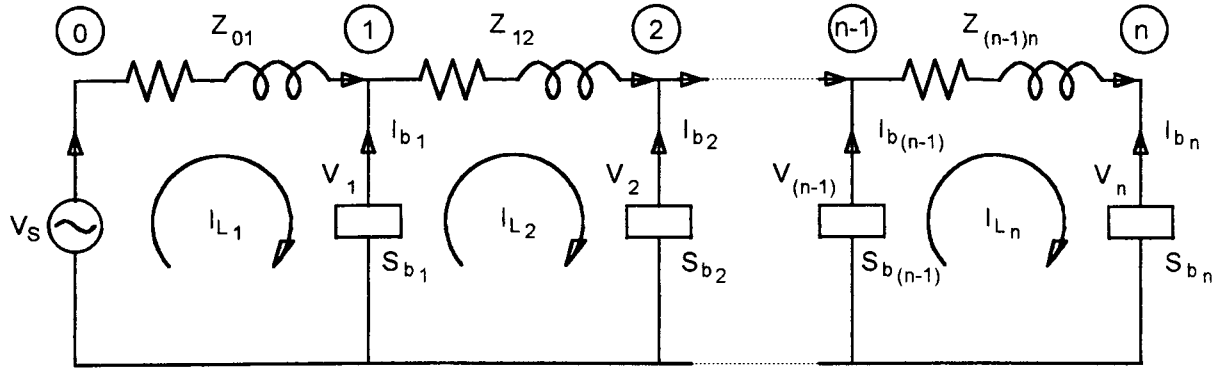


Figura 1 : Representação Monofásica do Sistema.

Através da observação da Figura 1, e usando a teoria de circuitos, as seguintes equações podem ser formuladas para um sistema radial com n barras.

A potência complexa dos ramos de carga é definido como:

$$S_{b_i} = -V_i \cdot I_{b_i}^* \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

onde:

S_{b_i} : Potência complexa do ramo de carga i (pu.).

V_i : Tensão da barra i (pu.).

I_{b_i} : Corrente da barra i (pu.).

Aplicando a lei de tensões Kirchhoff aos laços, tem-se:

$$\begin{aligned} E_1 &= V_S - V_1 \\ E_i &= V_{i-1} - V_i \quad \text{para } i = 2, 3, \dots, n \end{aligned} \quad (2)$$

onde:

E_i : Queda de tensão no ramo i (pu.).

V_S : Tensão do nó fonte (pu.).

Como E_i está também relacionada com a impedância da linha e a corrente que flui através dela, obtêm-se as seguintes equações:

$$\begin{aligned}
\text{Malha 1} \quad E_1 &= Z_{01} \cdot I_{L1} \\
\text{Malha 2} \quad E_2 &= Z_{12} \cdot I_{L2} \\
&\vdots \\
\text{Malha } n \quad E_n &= Z_{(n-1)n} \cdot I_{Ln}
\end{aligned} \tag{3}$$

onde:

I_{Li} : Corrente na seção do alimentador da malha i , (pu.).

$Z_{(i-1)i}$: Impedância do ramo i , (pu.).

Finalmente, aplicando a lei de correntes de Kirchhoff aos nós, obtém-se:

$$\begin{aligned}
I_{Li} &= -I_{bi} + I_{L(i+1)} \quad 1 \leq i \leq n-1 \\
I_{Ln} &= -I_{bn}
\end{aligned} \tag{4}$$

2. ALGORITMO DO MÉTODO DE SOMAS DAS CORRENTES

A partir das formulações desenvolvidas no item anterior, a solução do fluxo de carga para sistemas de distribuição baseado no método de soma das correntes pode ser resumida nos seguintes passos:

- 1) Leitura dos dados do sistema.
- 2) Inicialização das tensões de barra. Uma boa estimativa inicial é adotar partida plana:
 $V_i = 1.0 \text{ pu. para } i=2,3,\dots,n$.
- 3) Cálculo das correntes de barra I_{bi} através da Equação 1.
- 4) Cálculo das correntes de malha I_{Li} através da Equação 4, usando a substituição *backward* (da malha n para a malha 1).
- 5) Cálculo das diferenças de tensão E_i através da Equação (3).
- 6) Cálculo das novas tensões de barra $V_i^{(k+1)}$ através da Equação (2) usando a substituição *forward* (da malha 1 para a malha n).
- 7) Determinar as diferenças de tensão entre $V_i^{(k)}$ (iteração anterior) e $V_i^{(k+1)}$ (iteração atual). Se as diferenças de tensão calculada em (7) para alguma barra for maior do que

a tolerância, então retornar ao passo (3) e repetir os cálculos com os novos valores de tensão,

8) Caso contrário, calcular as informações necessárias e imprimir os resultados requeridos.

O fluxograma correspondente é apresentadas em detalhes na Figura 2.

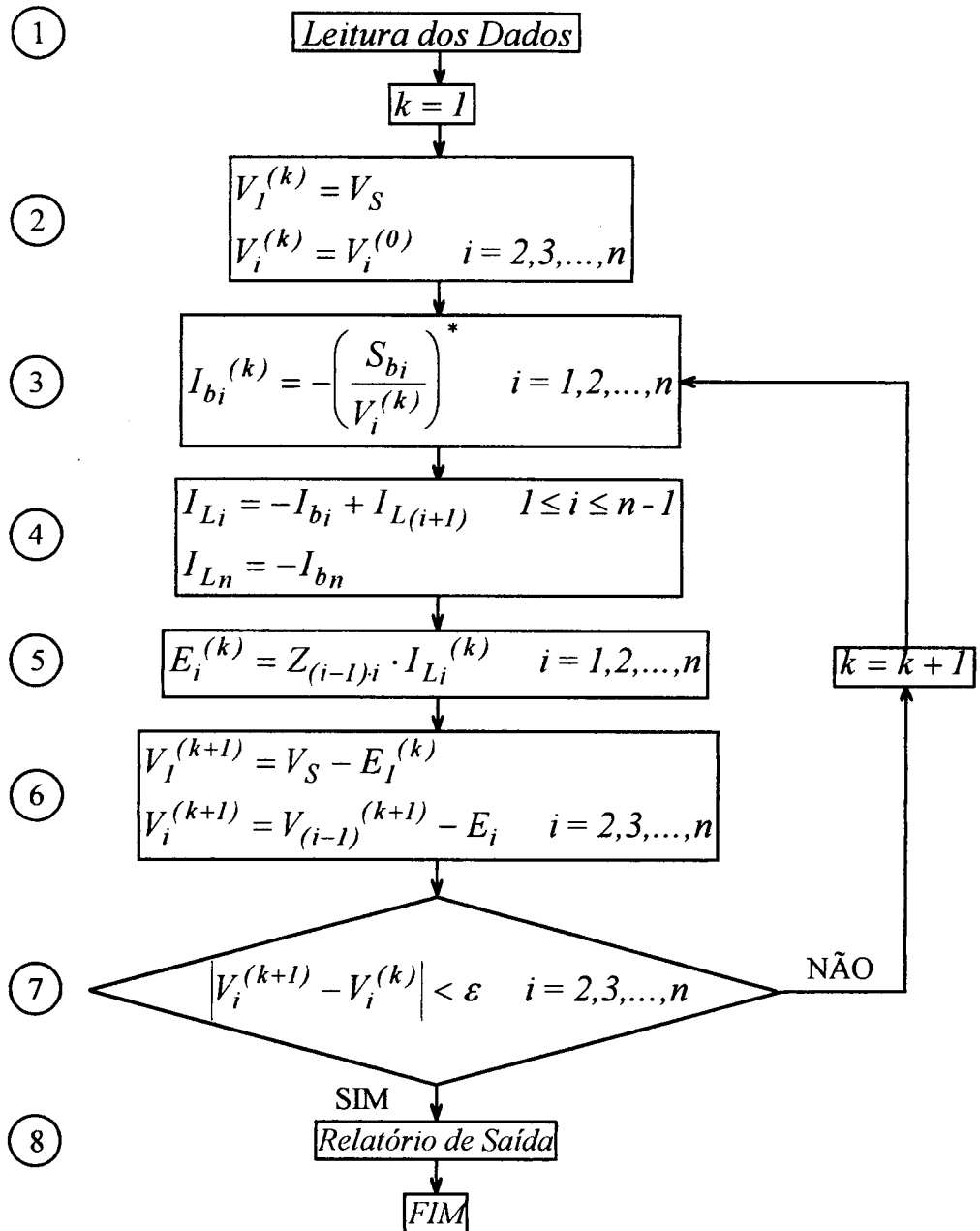


Figura 2 : Fluxograma do Método da Soma de Correntes.

ANEXO II

1. LISTA ADICIONAL DE CONTINGÊNCIAS - SISTEMA TESTE I

Na Tabela 1 e na Tabela 2 são apresentadas listas adicionais de contingências geradas pelo CSTD, formada pela falhas que afetam a algum dos componentes que formam parte do caminho mínimo fechado do ponto de carga sob estudo.

Tabela 1 : Lista de contingências adicionais para o ponto de carga LP-10

Falha Ativa conjugada à Falha Passiva									
2-0	6-2	17-3	17-5	17-6	8-11	8-15	8-19	3-21	6-22
3-0	8-2	2-5	2-6	2-8	8-12	2-17	2-20	5-21	8-22
5-0	17-2	3-5	3-6	3-8	2-14	3-17	3-20	6-21	
6-0	2-3	6-5	5-6	5-8	3-14	2-19	5-20	8-22	
8-0	5-3	8-5	8-6	6-8	8-14	3-19	6-20	2-22	
3-2	6-3	11-5	11-6	11-8	2-15	5-19	8-20	3-22	
5-2	8-3	12-5	12-6	12-8	3-15	6-19	2-21	5-22	

Tabela 2 : Lista de contingências adicionais para o ponto de carga LP-19.

Falha Ativa conjugada à Falha Passiva									
11-0	11-5	12-8	11-12	11-14	11-15	12-17	17-19	12-21	15-22
12-0	12-5	8-11	14-12	12-14	12-15	14-17	11-20	14-21	17-22
14-0	17-5	12-11	15-12	15-14	14-15	15-17	12-20	15-21	
15-0	11-6	14-11	17-12	17-14	17-15	11-19	24-20	17-21	
17-0	12-6	15-11	2-14	2-15	2-17	12-19	15-20	11-22	
17-2	17-6	17-11	3-14	3-15	3-17	14-19	17-20	12-22	
17-3	11-8	8-12	8-14	8-15	11-17	15-19	11-21	14-22	

2. DADOS ADICIONAIS DO SISTEMA TESTE III

Tabela 3 : Dados dos componentes do Sistema III. (Potência Base 10 MVA)

Componente	Resistência (pu.)	Reatância (pu.)	Capacidade (MVA)	Comprimento (km)
LT-2	0,01316	0,01619	2,16	0,75
LT-5	0,01992	0,01425	1,46	0,60
LT-8	0,01404	0,01727	2,16	0,80
LT-11	0,02490	0,01781	1,46	0,75
LT-14	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-17	0,01053	0,01295	2,16	0,60
LT-20	0,02490	0,01781	1,46	0,75
LT-23	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-26	0,01316	0,01619	2,16	0,75
LT-29	0,01992	0,01425	1,46	0,60
LT-32	0,01404	0,01727	2,16	0,80
LT-35	0,02490	0,01781	1,46	0,75
LT-38	0,01992	0,01425	1,46	0,60
LT-41	0,01316	0,01619	2,16	0,75
LT-44	0,01992	0,01425	1,46	0,60
LT-47	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-50	0,01316	0,01619	2,16	0,75
LT-53	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-56	0,01053	0,01295	2,16	0,60
LT-59	0,02490	0,01781	1,46	0,75
LT-62	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-65	0,01316	0,01619	2,16	0,75
LT-68	0,01992	0,01425	1,46	0,60
LT-71	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-74	0,01316	0,01619	2,16	0,75
LT-77	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-80	0,01992	0,01425	1,46	0,60
LT-83	0,01316	0,01619	2,16	0,75
LT-86	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-89	0,02490	0,01781	1,46	0,75
LT-92	0,01053	0,01295	2,16	0,60
LT-95	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-98	0,01316	0,01619	2,16	0,75
LT-101	0,02656	0,01900	1,46	0,80
LT-103	0,01053	0,01295	2,16	0,60
LT-106	0,02656	0,01900	1,46	0,80

BIBLIOGRAFIA

- [1] BILLINTON, R. and GROVER, M.S., "Quantitative evaluation of permanent outages in distribution systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-94, No. 3, pp. 733-742, May/June 1975.
- [2] BILLINTON, R. and GROVER, M.S., "Reliability evaluation in transmission and distribution systems", IEE Proceedings, Vol. 122, No.5. pp. 517-523, 1975.
- [3] BILLINTON, R. and GROVER, M.S., "Reliability assesment of transmission and distribution schemes", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-94, No.3, pp. 724-733, May/June 1975.
- [4] BILLINTON, R. and GROVER, M.S., "A computerized approach to substation and switching station reliability evaluation", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-93, No. 5, pp.1488-1497, September /October 1974.
- [5] ELETROSUL, *Manual do programa de confiabilidade de sistemas de transmissão (CST)*, Florianópolis, SC, 110p, 1980.
- [6] CORSSSEN, C.L., *Avaliação de índices de confiabilidade em subestações*, UFSC, Florianópolis, SC, Tese de mestrado 1979.
- [7] OLIVEIRA, M.A.C., *Confiabilidade de sistemas de distribuição - comparação de metodologias*, UFSC, Florianópolis, SC, Tese de Mestrado, 1986.
- [8] REIS, M.M., *Confiabilidade de sistemas de transmissão e distribuição na presença de incertezas nos dados*, UFSC, Florianópolis, SC., Tese de Mestrado, 1993.
- [9] CASTRO, C.H. et alii, "Generalized algorithms for distribution feeder deployment and sectionalizing", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-99, No. 2, pp. 549-557, March/April 1980.
- [10] AOKI, K. et alii, "Outage state optimal load allocation by automatic sectionalizing switches operation in distribution systems", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. PWRD-2, No. 4, pp. 1177-1185, October 1987.
- [11] AOKI, K. et alii, "Voltage drop constrained restoration of supply by switch operation in distribution systems", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.3, No.3, pp 1267-1274, July 1988.

- [12] DIALYNAS, E.N., MICHOS, D.G., "Interactive modelling of supply restoration procedures in distribution system operation", IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, pp 1847-1854, July 1989.
- [13] SARMA, N.D.R. et alii, "A new network reconfiguration technique for service restoration in distribution networks", IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 9, No. 4, pp. 1936-1942, October 1994.
- [14] SARMA, N.D.R. et alii, "Real time service restoration in distribution networks -a practical approach", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 9, No. 4, pp. 2064-2070, October 1994.
- [15] MORELATO, A.L. and MONTICELLI, A., "Heuristic search approach to distribution system restoration", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol 4, No. 4, pp. 2235-2241, October 1989.
- [16] TAYLOR, D.L. and LUBKEMAN, D., "Implementation of heuristic search strategies for distribution feeder reconfiguration", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol 5, No. 1, pp 239-246, January 1990.
- [17] SHIRMOHAMMADI, D., "Service restoration in distribution networks via network reconfiguration", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, pp. 952-958, April 1992.
- [18] HSU, Y.-Y. et alii, "Distribution system service restoration using a heuristic search approach", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, pp. 734-740, April 1992.
- [19] SHUSHEELA, D. V. and ANANDALINGAM, G., "Optimal restoration of power supply in large distribution systems in developing countries", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, pp. 430-438, January 1995.
- [20] SAKAGUCHI, T. and MATSUMOTO, K., "Development of a knowledge based system for power system restoration", IEEE Trans. PAS-102, pp.320-329, 1993.
- [21] LIU, C.-C., LEE, S.J. and VENKATA, S.S., "An expert system operation aid for restoration and loss reduction of distribution systems", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 3, No. 2, pp. 619-626, May 1988.
- [22] SHAHNAWAZ, A.S. et alii, "Development of an expert system for restoring the service interrupted by sustained line faults in a distribution system", Electric Power Systems Research, 26, pp. 101-108, 1993.

- [23] HSU, Y.-Y and HUANG, H.-M., "Distribution system service restoration using the artificial neural network approach and pattern recognition method", IEE Proc.- Gener. Transm. Distrib., Vol. 142, No. 3, May 1995.
- [24] TEO, C.Y. and GOOI, H.B., "Restoration of electrical power supply through an algorithm and knowledge based system", Electric Power Systems Research, 29, pp. 171-180, 1994.
- [25] SHIRMOHAMMADI, D. et alii, "A compensation based over flow technique for weakly meshed distribution and transmission networks", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 753-762, May 1988.
- [26] LIN, C.E., HUANG, Y.W. and HUANG, C.L., "Distribution system load flow calculation with microcomputer implementation", Electric Power Systems Research, pp. 139-145, 1987.
- [27] BILLINTON, R. et alii, "A reliability test system for educational purposes - Basic Data", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 4, No. 3, August 1989.
- [28] PAIVA, M.D., *Modelagem e avaliação dos efeitos de falhas originadas em subestações na análise de confiabilidade de sistemas de subtransmissão*, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Tese de Mestrado, 1992.
- [29] ALLAN, R.N. et alii, "A reliability test system for educational purposes - basic distribution system data and results", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 813-820, Vol. 6, No. 2, May 1991.
- [30] STEVENSON, W.D., *Elementos de análise de sistemas de potência*, Ed. McGraw-Hill, 347 pp., 1975.
- [31] GAUCHE, E., *Minimização das perdas elétricas em sistemas de distribuição através de reconfiguração de redes*, UFSC, Florianópolis, SC, Tese de Mestrado, 1994.
- [32] COELHO, J., *Confiabilidade de sistemas elétricos*, Apostila, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, 1994.
- [33] COSSIO, F., *Avaliação do desempenho de sistemas de distribuição*, UFSC, Florianópolis, SC, Tese de Mestrado, 1995.
- [34] COELHO, J. and REIS, M.M., "Distribution system under uncertainty", Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, pp. 271-276, Setembro 1994.

-
- [35] LUO, G.X. and SEMLEY, A. "Efficient load flow for large weakly meshed networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990.
- [36] ENDRENYI, I., "Three-state models in power system reliability evaluations", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-90, No. 4, pp. 1909-1916, July/August 1971.
- [37] COELHO, J. and BECERRA, L.D., "Análise de contingências em sistemas de distribuição", Submetido ao XI CBA - Congresso Brasileiro de Automática - São Paulo, pp. 6, Setembro 1996.
- [38] BILLINTON, R. and ALLAN, N., *Reliability evaluation of power systems*, Ed. Pitman Advanced Publishing Program, 433 pp., 1984.
- [39] BECERRA, L.D., *Relatório Interno do LABPLAN*, Agosto 1995, 27 pp.